

Dictamen Técnico del Plan de Desarrollo para la Extracción

Asignación AE-0151-Uchukil

Campo Suuk

EMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Octubre 2019



A. m p



Comisión Nacional de Hidrocarburos

777
[Signature]

Contenido

I.DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO	3
II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN	6
III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS	7
IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN	8
A) CARACTERÍSTICAS GÉNERALES.....	8
B) PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXTRACCIÓN.....	9
C) ANÁLISIS TÉCNICO DE LA SOLICITUD DEL PLAN DE DESARROLLO.....	13
D) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	21
E) COMERCIALIZACIÓN.....	28
F) ANÁLISIS ECONÓMICO	31
G) PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN.....	38
VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS	39
VII.PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL	40
VIII. RECOMENDACIONES.....	41
IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO	42
A) ACELERAR EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO DEL POTENCIAL PETROLERO DEL PAÍS.....	42
B) ELEVAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN Y LA OBTENCIÓN DEL VOLUMEN MÁXIMO DE PETRÓLEO CRUDO Y DE GAS NATURAL EN EL LARGO PLAZO, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES	43
C) LA REPOSICIÓN DE LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS, COMO GARANTES DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DE LA NACIÓN	43
D) PROMOVER EL DESARROLLO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BENEFICIO DEL PAÍS.....	43
E) LA TECNOLOGÍA Y EL PLAN DE PRODUCCIÓN QUE PERMITAN MAXIMIZAR EL FACTOR DE RECUPERACIÓN, EN CONDICIONES ECONÓMICAMENTE VIABLES	43
F) EL PROGRAMA DE APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	43
G) MECANISMOS DE MEDICIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS.....	44

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right, the number '2', and other initials.

I. DATOS GENERALES DEL ASIGNATARIO

El Asignatario promovente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0151-Uchukil, campo Suuk, es la Empresa Productiva del Estado subsidiaria de Petróleos Mexicanos (PEMEX), Pemex Exploración y Producción (en adelante, PEP u Operador), por medio de la Gerencia de Cumplimiento Regulatorio adscrita a la Subdirección de Administración del Portafolio Exploración y Producción, con facultades para representar a PEP en términos de los artículos 44, fracción I; 46, fracción XIII del Estatuto Orgánico de PEP publicado en el Diario Oficial de la Federación (en adelante, DOF) el 5 de enero de 2017 solicitó la aprobación del Plan de Desarrollo para la Extracción.

El pozo Suuk-1 inició su perforación el 09 de mayo de 2015 y fue taponado a 1,908 md por accidente mecánico el día 11 de julio de 2015. Posteriormente, el 24 de diciembre de 2015 inició la perforación del pozo Suuk-1A, la cual finalizó el 08 de junio de 2017, resultando productor de aceite y gas en la formación Cretácico. La duración de la perforación del pozo Suuk-1A, se debe a que se perforó hasta 7,143 md y se le realizaron dos ventanas, una en TR de 13 5/8" y otra en TR de 9 7/8", las cuales son actividades que conllevan a duraciones de largo tiempo.

Posterior al Descubrimiento, el Operador realizó actividades de caracterización inicial y evaluación que le permitieron determinar el potencial del yacimiento, información que se encuentra documentada en el Informe de Evaluación del campo.

DATOS GENERALES DE LA ASIGNACIÓN

El Campo Suuk se encontraba originalmente en la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04, la cual terminó su vigencia el 27 de agosto de 2019; por disposición de la Secretaría de Energía, se emitió el 28 de agosto de 2019 un nuevo Título de Asignación, el cual se denominó AE-0151-Uchukil (en adelante, Asignación), la cual conservó el polígono de evaluación propuesto para el desarrollo del citado campo.

Lo anterior, se emitió de acuerdo con el oficio 521.DGEEH.514/19 de la Secretaría de Energía (Secretaría o SENER) con fecha del 11 de septiembre de 2019, donde se establece que el Descubrimiento Suuk, incluido en la Asignación AE-0006-6M-Amoca-Yaxché-04, ahora formaría parte de la Asignación AE-0151-Uchukil.

Cabe resaltar que por escrito PEP-DG-SAPEP-GCR-2732-2019 de fecha 13 de septiembre de 2019, PEP aclaró que ni la actualización del Plan de Desarrollo para la Extracción del Campo Suuk, ni sus anexos, se vieron modificados con el otorgamiento por parte de la SENER a la Asignación de Exploración antes referida.

En la Tabla 1, se muestran los datos generales de la Asignación.

Concepto	Comentarios
Nombre	AE-0151-Uchukil
Estado y municipio	Tabasco y Aguas Territoriales del Golfo de México
Área de Asignación	1,107.61 km ²
Fecha de emisión de la Asignación	28/08/2019
Fecha de última modificación	Sin modificación
Vigencia	30 años (a partir del 28 de agosto de 2019)
Profundidad para extracción	Todas las formaciones geológicas
Yacimientos y/o campo	Suuk, Xanab, Poxché, Xikin, Uchbal, Tlacame.
Colindancias	Al Norte con la AE-0152-Uchukil, al Oeste con AE-0149-Uchukil y el Este con AE-0153-Uchukil
Otras características	Campo propuesto para desarrollo
Yacimientos y/o campo	Suuk, Xanab, Poxché, Xikin, Uchbal, Taclame.

Tabla 1. Datos generales de la Asignación.
(Fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos con la información presentada por PEP.)

Ubicación del Campo Suuk.

El **Campo Suuk** se ubica en aguas territoriales del Golfo de México, frente a las costas del Estado de Tabasco, a 34 Km al NW de la Terminal Marítima de Dos Bocas (TMDB), dentro de la Asignación de Exploración **AE-0151-Uchukil**. Dicha Asignación comprende un **área aproximada de 1,107.61 Km²**, Fig. 1.

777
A
M
4
e

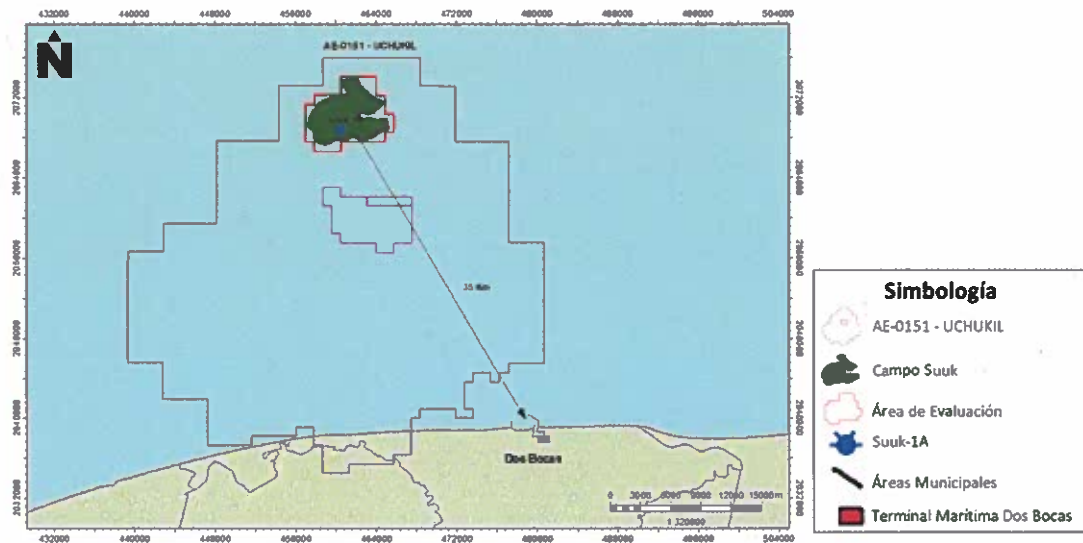


Fig. 1 Ubicación del campo Suuk. Fuente: Unidad de Administración Técnica de Asignaciones y Contratos (UATAC), con información del Asignatario.

Las coordenadas geográficas en sistema ITRF08 de los vértices del polígono que circunscribe al **Campo Suuk** se presenta en la **Tabla 2**, abarcando un **área aproximada** de 46.026 Km².

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	93°22'30"	18°45'30"
2	93°20'30"	18°45'30"
3	93°20'30"	18°44'30"
4	93°20'00"	18°44'30"
5	93°20'00"	18°43'30"
6	93°19'30"	18°43'30"
7	93°19'30"	18°42'30"
8	93°20'00"	18°42'30"
9	93°20'00"	18°42'00"
10	93°22'30"	18°42'00"
11	93°22'30"	18°41'30"
12	93°24'00"	18°41'30"
13	93°24'00"	18°42'00"
14	93°24'30"	18°42'00"
15	93°24'30"	18°44'00"
16	93°24'00"	18°44'00"
17	93°24'00"	18°44'30"
18	93°22'30"	18°44'30"
19	93°22'30"	18°45'30"

Tabla 2. Coordenadas de los vértices del polígono que circunscribe al Campo Suuk. Fuente: Información presentada por el Asignatario en el Plan de Desarrollo.

Nota. El área estimada de la Asignación se calculó conforme a la "metadología para el cálculo de áreas de asignaciones y contratos por entidad federativa y municipio" utilizada para enviar el Listado de Entidades a la Unidad de Ingresos sobre Hidrocarburos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Handwritten signatures and marks, including the number 777 and the number 5.

Cabe hacer mención que las Actividades Petroleras materia del presente dictamen deberán estar acotadas a dicha área conforme al Término y Condición Quinto, inciso C, y último párrafo, del Título de Asignación.

En el supuesto que el Asignatario, derivado de sus actividades de Exploración, Evaluación o Extracción, identifique la posibilidad de que existan Hidrocarburos en una zona diferente a la contemplada dentro del Plan, deberá dar aviso a la Secretaría para modificar el Título de la Asignación AE-0151-Uchukil y presentar a la Comisión la modificación del Plan a fin de realizar las actividades conducentes al Campo Suuk.

PEP podrá continuar realizando actividades de Exploración conforme al Plan respectivo, aprobado por esta Comisión en el resto de la Asignación hasta la terminación del periodo de Exploración y podrá declarar un nuevo Descubrimiento, excepto en aquellas zonas que se encuentran previstas en el Anexo I del Título de la Asignación, donde se den los traslapes con las Áreas de Asignación que se enlistan en la Tabla 3.

Títulos de Asignación
A-0369-2M-Campo Xanab
A-0373-M-Campo Yaxché
AE-0006-7M-Amoca -Yaxché-04*

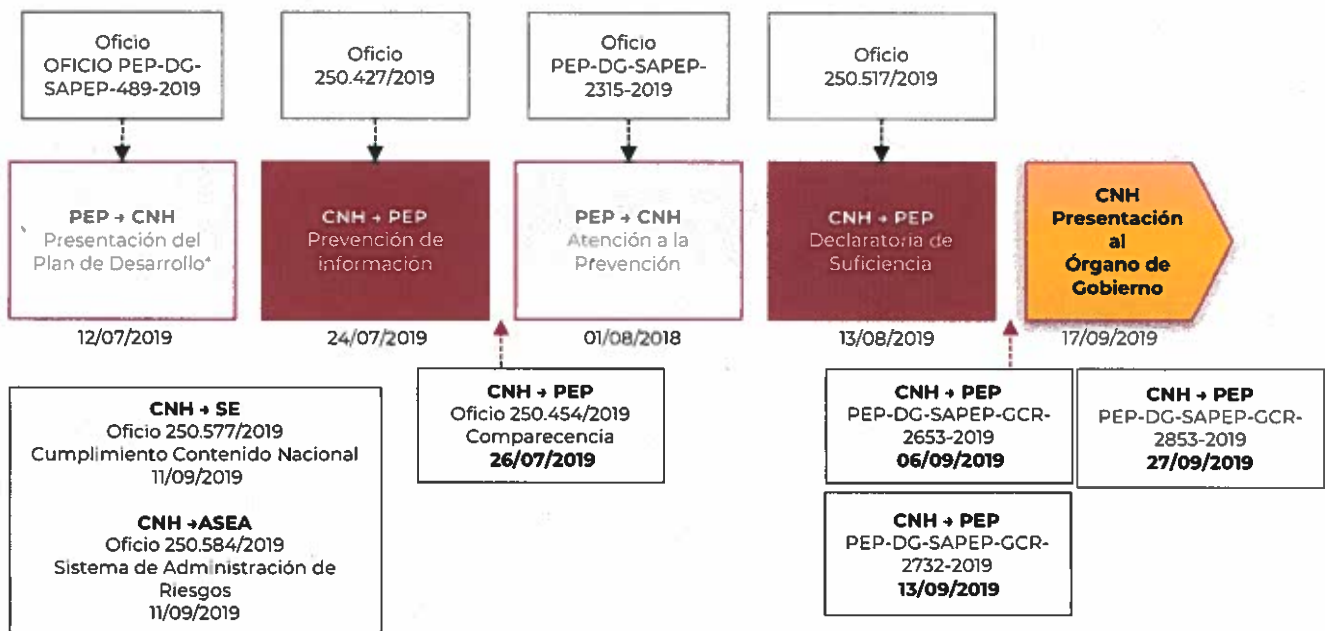
**El anexo 1 indica que será el próximo Título de Asignación a emitir por parte de la Secretaría*

Tabla 3. Títulos de Asignación restringidos para realizar actividades de Exploración (Fuente: Título de Asignación AE-0151-Uchukil)

II. RELACIÓN CRONOLÓGICA DEL PROCESO DE REVISIÓN Y EVALUACIÓN DE LA INFORMACIÓN

El proceso de evaluación técnica, económica y dictamen del Plan de Desarrollo propuesto por PEP, involucró la participación de varias direcciones de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (en adelante, Comisión): a saber, la Dirección General de Dictámenes de Extracción (en adelante, DGDE), la Dirección General de Seguimiento de Asignaciones, la Dirección General de Reservas, la Dirección General de Medición y Comercialización de Producción y la Dirección General de Prospectiva y Evaluación Económica. Asimismo, contó con el apoyo de la Secretaría de Economía (en adelante, Economía) para evaluar el porcentaje de Contenido Nacional y de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (en adelante, ASEA).

La Figura 2 muestra el diagrama generalizado del proceso de evaluación, dictamen y resolución respecto del Plan de Desarrollo presentado por PEP para su aprobación. Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH:5S.7/3/37/2019 de la DGDE de esta Comisión.



*Fecha de Presentación de Informe de Evaluación y Manifiesto de Comercialidad: 04/07/2019 mediante Oficio PEP-DG-SAPEP-GCR-2055-2019.

Figura 2. Etapas del proceso de evaluación, dictamen y resolución.
(Fuente: Comisión.)

III. CRITERIOS DE EVALUACIÓN UTILIZADOS

De conformidad con el Título de Asignación el plazo para la presentación del Plan de Desarrollo para la Extracción fue menor a 1 año contado a partir de la declaración de Descubrimiento Comercial, la cual fue presentada por el Asignatario ante la Comisión el 4 de julio 2019; derivado de lo anterior, se verificó que el Plan de Desarrollo presentado por PEP fuera congruente y diera cumplimiento al artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos, con base en la observancia de las Mejores Prácticas de la Industria, tomando en consideración que la tecnología y el Plan de Desarrollo propuesto permitan maximizar el Factor de Recuperación en condiciones económicamente viables, el programa de aprovechamiento de Gas Natural y los mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos.

Aunado a lo anterior, la Comisión consideró las bases previstas en el artículo 39 de la Ley de Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (en adelante, LORCME) y los principios, criterios y elementos contenidos en los artículos 7 y 8 de los "LINEAMIENTOS que regulan el procedimiento para la presentación, aprobación y supervisión del cumplimiento de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos, así como sus modificaciones.", publicados en el Diario Oficial de la Federación el día 13 de noviembre del 2015." (en adelante, Lineamientos), mismos que han sido modificados por acuerdos publicados en el DOF el 21 de abril de 2016 y el 22 de diciembre de 2017, para la evaluación técnica de la viabilidad del conjunto de actividades programadas y montos de inversión propuestos en el Plan de Desarrollo, (en adelante, Plan).

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 777 and the number 7.

Asimismo, se realizó el análisis de la información considerando los requisitos establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, 11, 12, fracción II, 19, 20, y el Anexo II de los Lineamientos.

Cabe señalar, que el presente Dictamen se emite en atención a que PEP manifestó expresamente presentar la Autorización al Plan de Desarrollo para la Extracción de conformidad a lo establecido en el Transitorio Séptimo de los LINEAMIENTOS que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, publicados en el DOF el 12 de abril de 2019.

Adicionalmente, se realizó el estudio de la propuesta de Plan de Desarrollo al amparo de las consideraciones establecidas en los *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos* (LTMMH) publicados en el DOF el día 11 de diciembre de 2017, así como respecto de las *Disposiciones Técnicas para el aprovechamiento del gas natural asociado, en la exploración y extracción de hidrocarburos* (Disposiciones para el aprovechamiento de gas) publicados en el DOF el día 07 de enero de 2016.

IV. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LOS ELEMENTOS DEL PLAN

A) Características generales

Las principales características generales geológicas, petrofísicas y propiedades de los fluidos de los yacimientos del Cretácico del campo se muestran en la Tabla 4.

Características generales		SUUK
Área (km2)		46.026
Año de descubrimiento		2017
Fecha de inicio de explotación		N/A
Profundidad promedio (m)		6,308
Elevación o tirante de agua (m)		45
Pozos		
Número y tipo de pozos perforados		2 verticales
Estado actual de pozos		2 taponados
Tipo de sistemas artificiales de producción		No aplica
Marco Geológico		
Era, periodo y época		Mesozoico / Cretácico Superior, Cretácico Medio
Cuenca		Cuenca del sureste
Play		Cretácico
Régimen tectónico		Transpresivo / Tectónica salina
Ambiente de depósito		Cuenca
Litología almacén		Calizas con textura de Mudstone a wackestone de bioclastos
Propiedades petrofísicas		
Mineralogía		Calcita, Cuarzo e Illita
Saturación de agua (%)		28
Porosidad (%) y tipo		7.8 Matriz/Fracturas
Permeabilidad horizontal efectiva promedio (mD)		0.23
Espesor neto y bruto promedio (m)		198 309
Relación neto / bruto		0.64
Propiedades de los fluidos		

Handwritten notes and signatures in blue ink, including the number '777' and a signature.

Handwritten signature in blue ink at the bottom center of the page.

Handwritten number '8' and a signature in blue ink at the bottom right of the page.

Tipo de hidrocarburos	Aceite Negro
Densidad (°API)	38.4
Viscosidad (cp)	0.65
Relación gas – aceite inicial y actual (m ³ /m ³)	115.7
Bo inicial y actual (vol/vol)	1.24
Presión de saturación o rocío (kg/cm ²)	165.5
Factor de conversión del gas (Mpc/b)	6.069528
Poder calorífico del gas del flash (BTU/PCN)	1,501

Propiedades del yacimiento

Temperatura (°C) @NMID	155.6
Presión inicial (kg/cm ²) @NMID	1,311
Presión actual (kg/cm ²) @NMID	1,311
Mecanismos de empuje principal y secundario	Expansión roca fluidos y empuje hidráulico

Extracción

Métodos de recuperación secundaria	No aplica
Métodos de recuperación mejorada	No aplica
Gastos actuales	No aplica
Gastos máximos y fecha de observación (bd)	2,119 (aforo)
Corte de agua (%)	No aplica

*Tabla 4. Características generales del Campo.
(Fuente: Comisión con información presentada por PEP.)*

Los volúmenes originales de aceite y gas estimados por PEP y presentados en el Plan del campo se muestran en la Tabla 5.

Campo	Categoría	Volumen original	
		Aceite (MMb)	Gas natural (MMMpc)
Suuk	1P	144.0	93.6
	2P	208.7	135.7
	3P	836.0	543.4

*Tabla 5. Volúmenes originales de aceite y gas.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)*

B) Plan de Desarrollo para la Extracción

Se evaluaron diferentes alternativas de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Campo Suuk con seis pozos con trayectoria tipo “J” (desviados y altamente desviados) y horizontales y multilaterales, perforados desde la estructura Suuk-A. Dentro de las alternativas analizadas se consideraron las siguientes premisas: producir el campo con pozos fluyentes, pico de producción (considerando gastos críticos) y plateau de producción. En este apartado se presenta la evaluación técnico-económica de cuatro alternativas para el desarrollo del Campo Suuk y la selección de la alternativa ganadora.

Handwritten signatures and initials, including a large signature with the number '777' and other scribbles.

Handwritten signature at the bottom center of the page.

Alternativa 1

La alternativa de desarrollo contempla 73 reparaciones menores, así como, la perforación de 6 pozos con trayectoria tipo J, terminación en agujero descubierto e introducción de un liner de explotación ranurado, seguido de un aparejo de producción de 3 ½" con un sensor de presión y temperatura y un Mandril de Inyección de Químicos (MIQ), los cuales serán perforados desde la plataforma Suuk-A con un equipo de perforación autoelevable; la producción de los pozos del Campo Suuk fluirá por un oleogasoducto de 20"Ø x 7.9 km hacia la estructura Xikin-B, posteriormente la mezcla se enviará por un oleogasoducto de 20"Ø x 3 km hacia la estructura Xikin-A, esta corriente integrada se enviará a través del oleogasoducto de 20"Ø x 12 km hacia la estructura Xanab-C , de este punto se transportará por el oleogasoducto de 36" Ø x 15 km (L-403) hacia la estructura Yaxché-A, donde finalmente se envía por la línea de 36" Ø x 23 km (L-397) hacia la TMDB.

Alternativa 2

La alternativa de desarrollo contempla 63 reparaciones menores, así como, la perforación de 3 pozos con trayectoria tipo J y 3 con trayectoria tipo horizontal, para ambos casos la terminación será similar en agujero descubierto e introducción de un liner de explotación ranurado, seguido de un aparejo de producción de 3 ½" con un sensor de presión y temperatura y un MIQ, los cuales serán perforados desde la plataforma Suuk-A con un equipo de perforación autoelevable; la producción de los pozos del Campo Suuk, fluirá por un oleogasoducto de 20"Ø x 7.9 km hacia la estructura Xikin-B, posteriormente la mezcla se enviará por un oleogasoducto de 20"Ø x 3 km hacia la estructura Xikin-A, esta corriente integrada se enviará a través del oleogasoducto de 20"Ø x 12 km hacia la estructura Xanab-C, de este punto se transportará por el oleogasoducto de 36" Ø x 15 km (L-403) hacia la estructura Yaxché-A, donde finalmente se envía por la línea de 36" Ø x 23 km (L-397) hacia la TMDB.

Alternativa 3

La alternativa de desarrollo contempla 75 reparaciones menores, así como, la perforación de 6 pozos con trayectoria tipo J, terminación en agujero descubierto e introducción de un liner de explotación ranurado, seguido de un aparejo de producción de 3 ½" con un sensor de presión y temperatura y un MIQ, los cuales serán perforados desde la plataforma Suuk-A con un equipo de perforación autoelevable produciendo los pozos con gastos administrados para lograr un plateau de producción; la producción de los pozos del Campo Suuk fluirá por un oleogasoducto de 20"Ø x 7.9 km hacia la estructura Xikin-B, posteriormente la mezcla se enviará por un oleogasoducto de 20"Ø x 3 km hacia la estructura Xikin-A, esta corriente integrada se enviará a través del oleogasoducto de 20"Ø x 12 km hacia la estructura Xanab-C , de este punto se transportará por el oleogasoducto de 36" Ø x 15 km (L-403) hacia la estructura Yaxché-A, donde finalmente se envía por la línea de 36" Ø x 23 km (L-397) hacia la TMDB.

Alternativa 4

La alternativa de desarrollo contempla 66 reparaciones menores, así como, la perforación de 3 pozos con trayectoria tipo J y 3 con trayectoria tipo horizontal, para ambos casos la terminación será similar en agujero descubierto e introducción de un liner de explotación ranurado, seguido de un aparejo de producción de 3 ½" con un sensor de presión y temperatura y un MIQ, los cuales serán perforados



desde la plataforma Suuk-A con un equipo de perforación autoelevable produciendo los pozos con gastos administrados para lograr un plateau de producción; la producción de los pozos del Campo Suuk, fluirá por un oleogasoducto de 20"Ø x 7.9 km hacia la estructura Xikin-B, posteriormente la mezcla se enviará por un oleogasoducto de 20"Ø x 3 km hacia la estructura Xikin-A, esta corriente integrada se enviará a través del oleogasoducto de 20"Ø x 12 km hacia la estructura Xanab-C, de este punto se transportará por el oleogasoducto de 36" Ø x 15 km (L-403) hacia la estructura Yaxché-A, donde finalmente se envía por la línea de 36" Ø x 23 km (L-397) hacia la TMDB.

En la Tabla 6, se muestran las alternativas de desarrollo analizadas en la cual se puede observar que la Alternativa 2, es la que ofrece mayor promesa de valor, ya que se obtiene un VPN de 1,629.71 millones de dólares y una relación VPN/VPI de 4.51 usd/usd antes de impuestos.

Es importante hacer mención, que las alternativas evaluadas por el operador son muy similares y que las diferencias entre la alternativa 1 y 3 y la alternativa 2 y 4 consiste básicamente en el incremento de actividad de reparaciones menores.

Características	Alternativa 1	Alternativa 2 (Seleccionada)	Alternativa 3	Alternativa 4
Metas Físicas (Número)				
Perforación de pozos de desarrollo	6	6	6	6
Terminación de pozos de desarrollo	6	6	6	6
Reparaciones menores	73	63	75	66
Reparaciones mayores	0	0	0	0
Estructuras Marinas	1	1	1	1
Ductos	1	1	1	1
Producción				
Aceite (MMb)	58.38	60.98	58.33	61.90
Gas (MMMpc)	38.14	39.86	38.12	40.46
Incorporación de reservas (MMbpce)				
Gastos de operación (MMusd)	198.32	207.19	198.16	210.30
Inversiones (MMusd)	513.62	479.58	517.27	485.15
Indicadores económicos				
VPN AI (MMusd)	1,411.99	1,629.71	1,271.86	1,530.63
VPN DI (MMusd)	266.68	358.60	215.19	322.51
VPI (MMusd)	379.89	361.3	379.87	360.61
VPN/VPI AI (usd/usd)	3.72	4.51	3.35	4.24
VPN/VPI DI (usd/usd)	0.7	0.99	0.57	0.89

Tabla 6. Alternativas analizadas por PEP.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)

De las diferentes alternativas de producción analizadas, la alternativa 2 es la que ofrece mayor promesa de valor, ya que obtiene un VPN de 1,629.71 millones de dólares y una relación VPN/VPI de 4.51 usd/usd antes de impuestos, así como un VPN de 358.60 millones de dólares y una relación VPN/VPI de 0.99 usd/usd después de impuestos.

Los pronósticos de producción de aceite cuantificados del campo indican que se iniciará producción en el mes de febrero del año 2020 y alcanzará su límite económico en el año 2047, previo a la

culminación de la vigencia de la Asignación (2049); las reservas 2P a recuperar son de 60.98 MMb de aceite, 39.86 MMMpc, equivalente a 67.55 MMbpce.

En las Figuras 3 y 4, se presentan los pronósticos de producción de aceite de las cuatro alternativas de desarrollo analizadas anteriormente, las cuales son: 1) producción con seis pozos desviados, 2) producción con tres pozos desviados y tres pozos horizontales, 3) producción con 6 pozos desviados con plateau de producción y 4) producción con tres pozos desviados y tres pozos horizontales con plateau de producción. Se comparan los pronósticos de producción de las alternativas.

Es importante mencionar que el límite económico de la reserva 2P del Campo Suuk es el año 2047, por tal motivo, los pronósticos de producción se presentan para este periodo de tiempo.

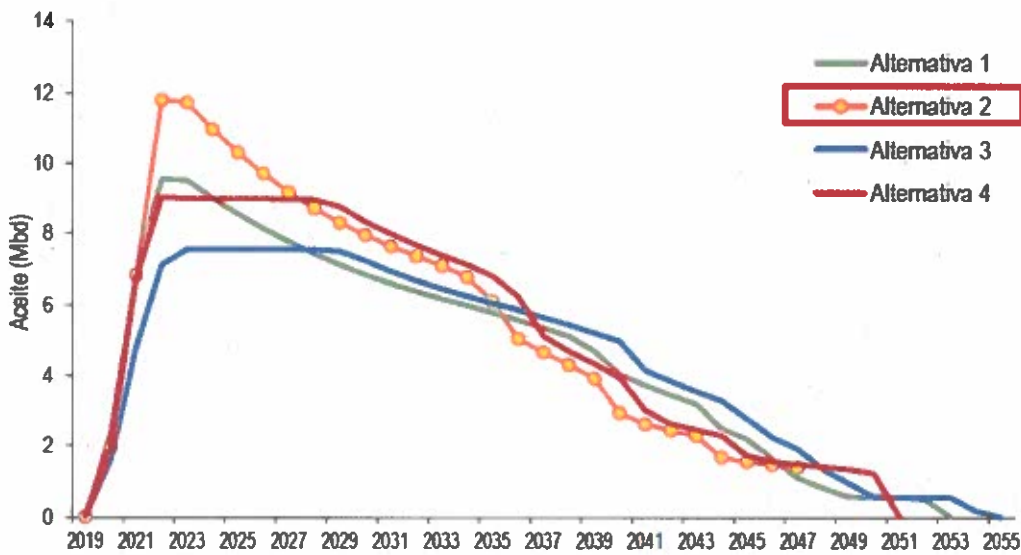


Figura 3. Pronóstico de producción de aceite de las alternativas analizadas por PEP.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)
Límite económico de reserva 2P (2047)

777
Ami
12
Ry

[Handwritten signature]

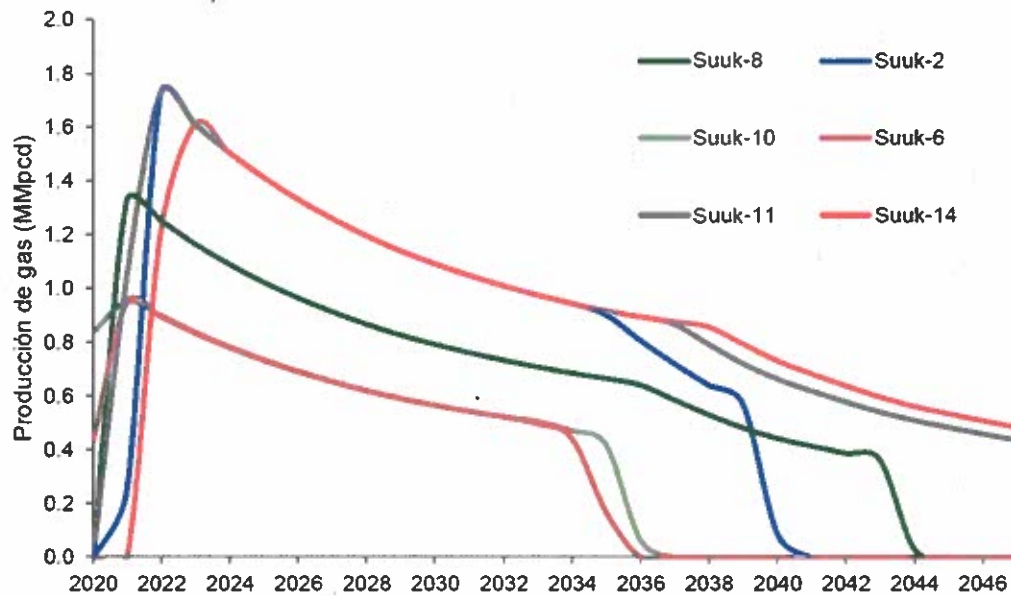


Figura 4. Pronóstico de producción de gas de la alternativa 2, analizada por PEP.
 (Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)
 Límite económico de reserva 2P (2047)

C) Análisis técnico de la solicitud del Plan de Desarrollo

El Campo Suuk está constituido por un solo yacimiento en Cretácico, inicia su explotación en febrero del 2020 con la entrada a producción del pozo Suuk-10. La categoría de reserva 2P se produce con 6 pozos alcanzando un pico máximo de producción promedio anual de 11.8 Mbd de aceite y 7.69 MMpcd de gas en el año 2022, una vez alcanzado el pico máximo de producción se presenta el periodo de declinación mismo que se extiende hasta el límite económico en el año 2047.

A continuación, se presentan los pronósticos de producción estimados en el Plan de Desarrollo, Tabla 7 y Figuras 5 y 6.

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Prod. de aceite (Mbd)	1.94	6.84	11.80	11.73	10.98	10.31	9.72	9.19	8.73	8.32
Prod. de gas (MMpcd)	1.26	4.53	7.7	7.66	7.16	6.73	6.34	6	5.7	5.43

Concepto	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039
Prod. de aceite (Mbd)	7.97	7.65	7.37	7.10	6.79	6.11	5.05	4.67	4.32	3.93
Prod. de gas (MMpcd)	5.2	5	4.81	4.64	4.43	3.99	3.3	3.04	2.81	2.56

Gas
 777
[Handwritten signatures and initials]

Concepto	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	Acumulado
Prod. de aceite (Mbd)	2.95	2.63	2.46	2.30	1.69	1.56	1.48	1.41	60.98 MMb
Prod. de gas (MMpcd)	1.92	1.71	1.6	1.5	1.1	1.02	0.97	0.88	39.86 MMMpc

Tabla 7. Pronóstico de producción de aceite y gas.

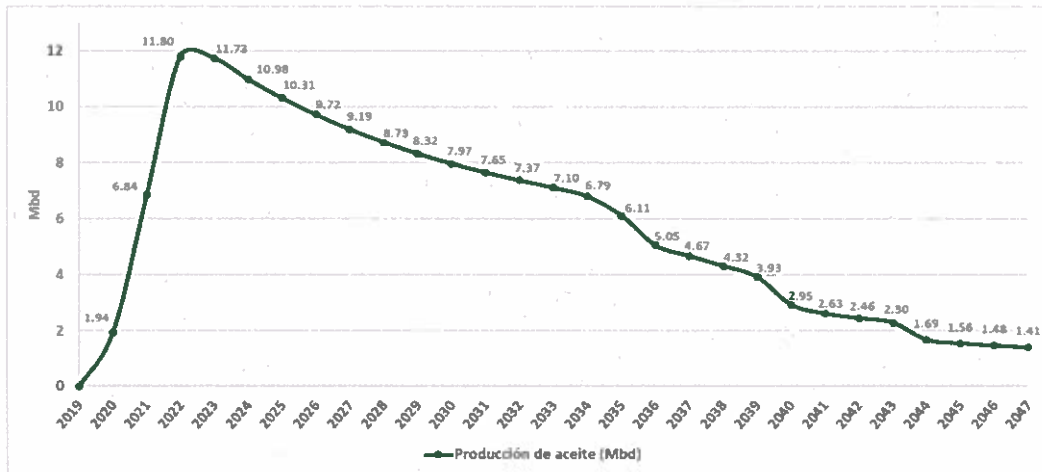


Fig. 5. Pronóstico de producción de aceite del Plan de Desarrollo del Campo Suuk. Límite económico de reserva 2P (2047)

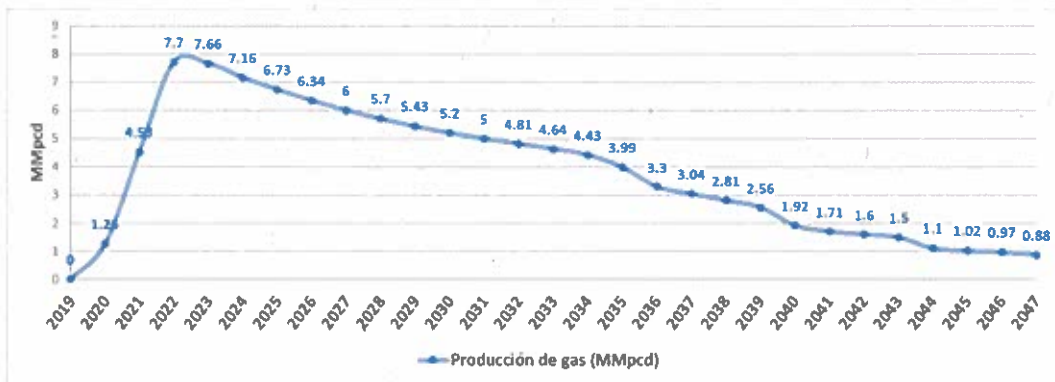


Fig. 6. Pronóstico de producción de gas del Plan de Desarrollo del Campo Suuk. Límite económico de reserva 2P (2047)

En la Figura 7, se muestra el pronóstico de producción de aceite del campo por categoría de reserva, en verde claro la reserva 1P la cual se explotará con 3 pozos, en verde lo correspondiente a la reserva 2P la que se explotará con 6 pozos, y en verde oscuro lo correspondiente a la reserva 3P, se indica el límite económico de la reserva 2P y vigencia de Asignación.

[Handwritten signature]

777
[Handwritten signature]
 14
[Handwritten signature]

Por otra parte, en la Figura 8, se muestra el pronóstico de producción de gas por campo en rojo claro la reserva 1P, en rojo lo correspondiente a la reserva 2P y en rojo oscuro lo correspondiente a la reserva 3P, indicando el límite económico de la reserva 2P y vigencia de Asignación.

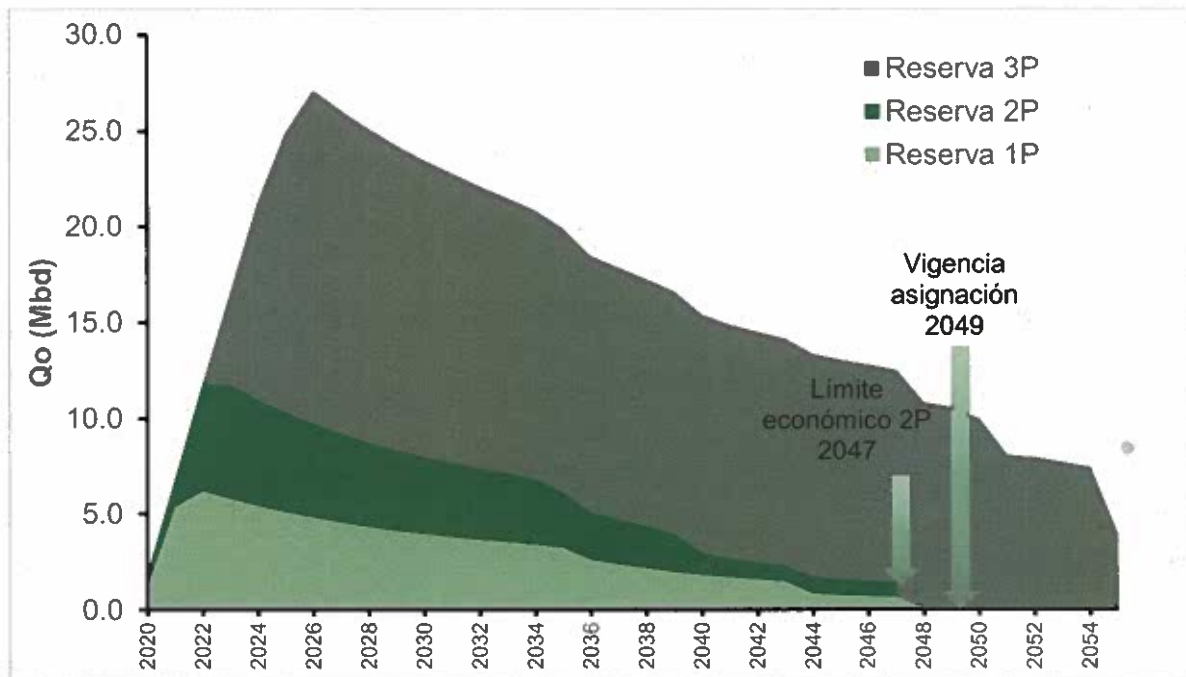


Figura 7. Producción de aceite por yacimiento.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)

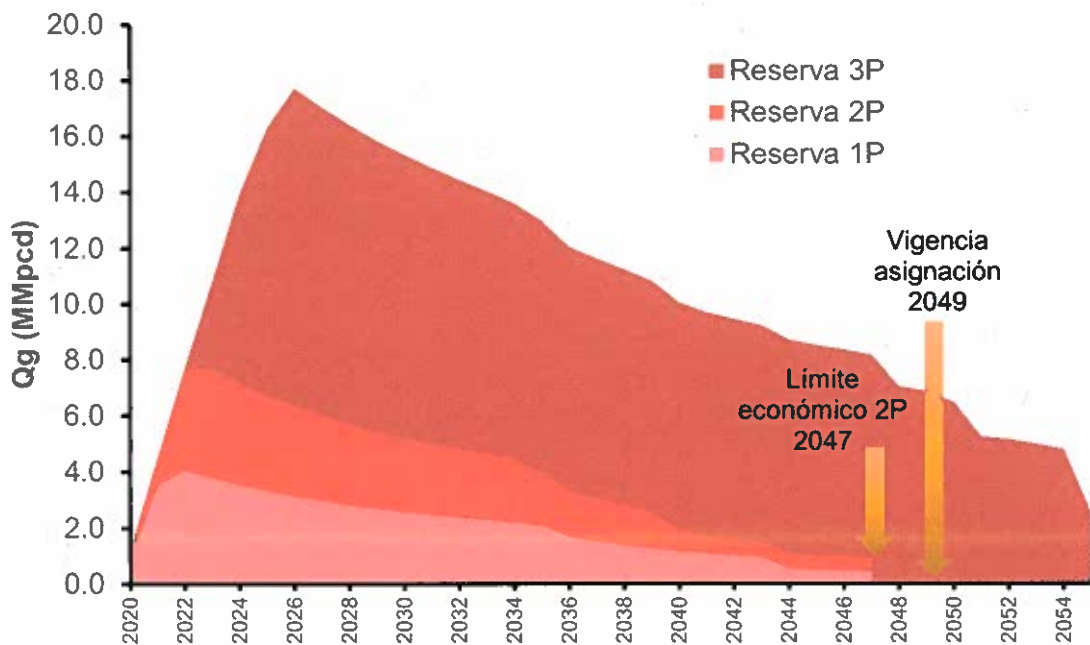


Figura 8. Producción de aceite por yacimiento.
(Fuente: Comisión con la información presentada por PEP.)

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '777' and a signature that appears to be 'A m'.

El yacimiento de aceite cuenta con una presión inicial de 1,311 kg/cm², estimando la presión de saturación promedio en 165.5 kg/cm². Figura 9.

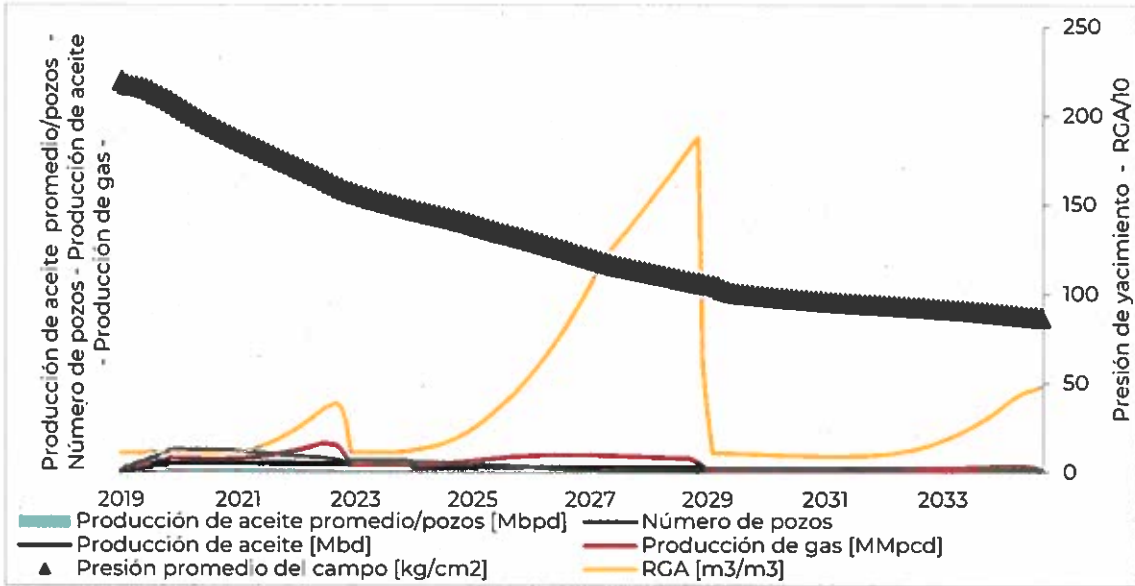


Figura 9. Comportamiento de presión del Campo.
(Fuente: PEP).

El comportamiento de producción considera un aporte de energía al yacimiento por expansión del sistema roca-fluidos y empuje hidráulico como mecanismo de empuje principal. En la Figura 10 se muestra la comparativa de los mecanismos primarios de recuperación del Campo Suuk respecto al comportamiento actual de sus campos análogos. Es importante mencionar, que dada la presión actual del yacimiento y la energía ejercida al mismo por el acuífero, hoy en día no se requiere de un método de recuperación secundaria o mejorada. Sin embargo, conforme avance el desarrollo del campo y se adquiera información de este, se analizará la factibilidad técnica-económica para aplicar algún método de recuperación, por lo cual, el Operador tendrá la obligación de presentar un Programa de Recuperación Secundaria y Mejorada, para dar cumplimiento a los LINEAMIENTOS técnicos en materia de recuperación secundaria y mejorada.

[Handwritten signatures and initials]

777

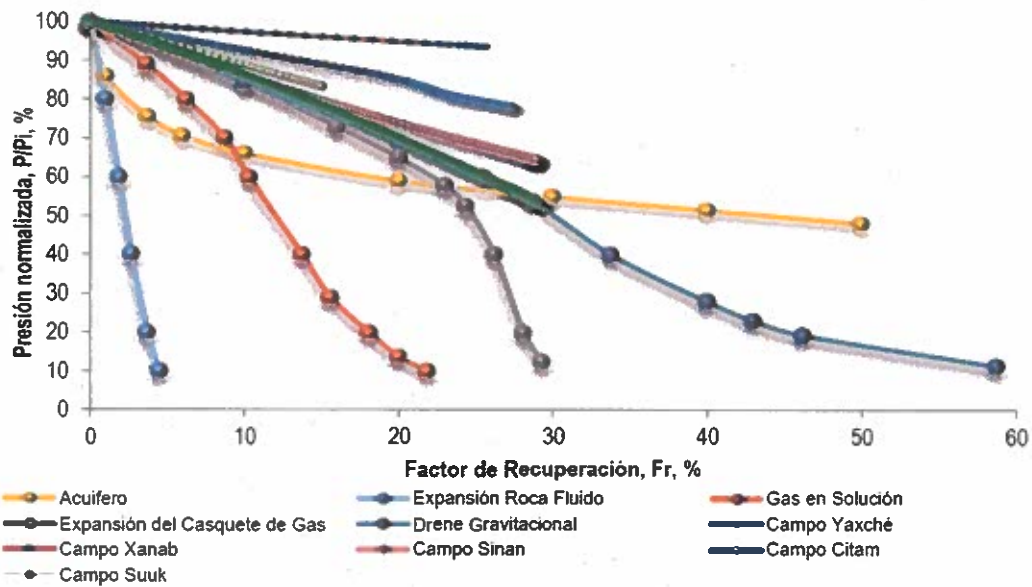


Figura 10. Mecanismos de empuje del Campo.
(Fuente: PEP).

La capacidad de manejo de la producción del Campo Suuk por medio del oleogaseoducto de 20" Ø x 7.9 km hacia la estructura Xikin-B es de 100,000 bd de líquido. Tomando en cuenta que se considera explotar la reserva 2P, se tiene capacidad de transporte suficiente.

La estrategia de explotación del Campo Suuk para recuperar la reserva 2P contempla la perforación de 3 pozos con trayectoria tipo J y 3 con trayectoria tipo horizontal; para ambos casos la terminación será similar en agujero descubierto e introducción de un liner de explotación ranurado, seguido de un aparejo de producción de 3 ½" con un sensor de presión y temperatura y un MIQ, los cuales serán perforados desde la plataforma Suuk-A con un equipo de perforación autoelevable.

Con base en lo anterior, para el desarrollo del campo se considera una geometría mecánica de 30" x 20" x 16" x 13 5/8" x 9 7/8" x agujero descubierto de 8 ½" ó 6 ½", la última etapa dependerá del tipo de trayectoria que se realice, es decir, para la trayectoria tipo J el Liner de 7" se estima asentar en la formación Paleoceno y la zona de yacimiento se dejará en agujero descubierto de 8 ½", en el caso de la trayectoria tipo horizontal el Liner de 7" se dejará hasta alcanzar una inclinación de 80° y posterior la sección horizontal se perforará con barrena de 6".

En la Tabla 8, se describen con detalle los 2 pozos tipo definidos para desarrollo del Campo Suuk, en función de sus características como objetivo general, formación, profundidad, geometría, diseño de tuberías, terminación, tecnologías, costo, tiempo de ejecución, equipo necesario, recuperación final estimada (EUR) y otros parámetros de importancia.

[Handwritten signature]

777 *[Handwritten signature]*

[Handwritten signature]
17
[Handwritten signature]

Características	Tipo I	Tipo II
Objetivo general	Desarrollo / Productor	Desarrollo / Productor
Formación	Cretácico	Cretácico
Geometría	Direccional tipo J	Direccional tipo Horizontal
Profundidad	6,406md / 6,315mv	7,089md / 6,387mv
Diseño de tuberías	30" x 20" x 16" x 13 5/8" x 9 7/8" x AD 8 1/2" (Liner ranurado de 7")	30" x 20" x 16" x 13 5/8" x 9 7/8" x 7" x AD 6" (Liner ranurado de 5")
Terminación	Agujero descubierto con liner ranurado y aparejo sencillo.	Agujero descubierto con liner ranurado y aparejo sencillo.
Tecnologías	Perforación con sistema rotatorio y registros geofísicos básicos en tiempo real Introducción de TR 's con zapatas rimadoras y liner 's con colgadores rotatorios Sistema para el control de arena	Perforación con sistema rotatorio y registros geofísicos básicos en tiempo real Introducción de TR 's con zapatas rimadoras y liner 's con colgadores rotatorios Sistema para el control de arena Sistema de geonavegación para sección horizontal.
Distancia entre pozos	300	300
Costo	Perf= 33.83 MMUSD Term=6.89MD	Perf= 39.44 MMUSD Term= 7.39 MMUSD
Tiempo de ejecución	*113 días de Perforación 29 días de Terminación	*124 días de Perforación 32 días de Terminación
Equipo	Autoelevable	Autoelevable
Recuperación final estimada, promedio por pozo	S-10: 5.98 MMb S-6: 5.54 MMb S-8: 9.87 MMb (3 pozos)	S-11: 14.35 MMb S-2: 11.29 MMb S-14: 13.88 MMb (3 pozos)

Tabla 8. Detalle de Pozos Tipo Campo Suuk.
(Fuente: PEP).

En la Figura 11, se presenta el estado mecánico de los pozos Tipo del Campo Suuk-Cretácico.

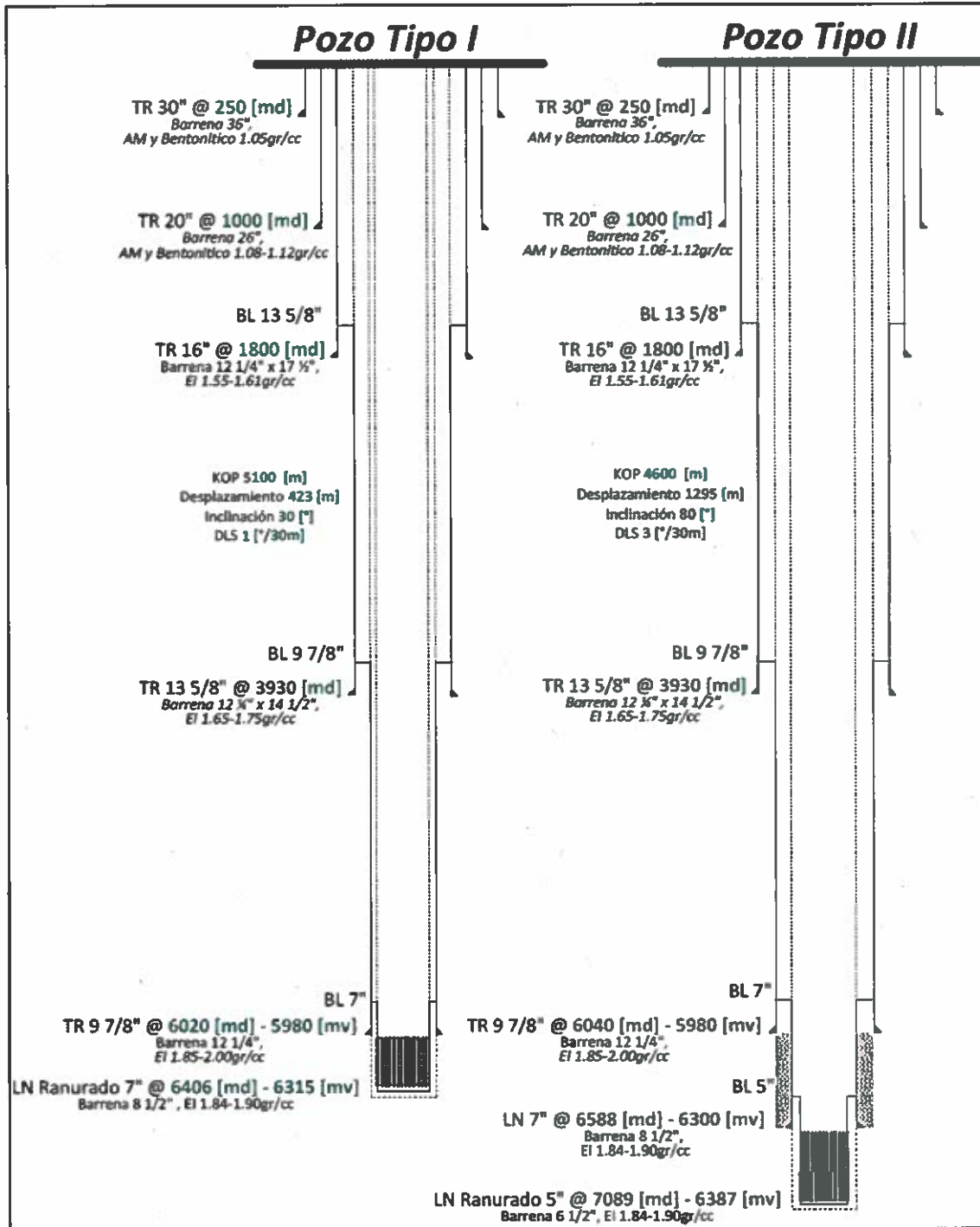


Figura 11. Geometría propuesta, pozo Tipo I y Tipo II, Campo Suuk.
(Fuente: PEP).

777

[Handwritten signatures and initials]

Nombre de pozo	Pozo Tipo
Suuk-10	Tipo-I
Suuk-6	Tipo-I
Suuk-8	Tipo-I
Suuk-11	Tipo-II
Suuk-2	Tipo-II
Suuk-14	Tipo-II

Tabla 9. Correlativo de actividades física, pozos y yacimientos en el Campo Suuk.
(Fuente: PEP).

Con base en la información de campos nacionales, se realizó la búsqueda de campos análogos al Campo Suuk, para ello se seleccionaron los campos pertenecientes a yacimientos de Cretácico que presentan condiciones similares a nivel roca y fluido, tomando en cuenta sus propiedades promedio de porosidad, saturación de agua inicial, calidad °API, factor de volumen de aceite y relación de solubilidad considerando tipo de yacimiento aceite negro, el comportamiento dinámico que identifica la magnitud de energía del yacimiento durante su vida productiva; concluyendo que los campos análogos son: Sinán, Yaxché, Xanab, Citam y Puerto Ceiba.

La Tabla 10 muestra los parámetros de los campos análogos y en la Figura 12 se observan los factores de recuperación finales de estos campos.

Propiedad	Unidades	Suuk	Yaxché	Xanab	Citam	Sinán	Puerto Ceiba
Porosidad	%	8-10.5	5.95	3.8	5	4	4
Saturación de Agua (Sw)	%	29	18.07	13.1	18	25	38
Espesor Neto	m	80.82	86.11	73.9	176.05	164.34	227.61
Presión inicial	kg/cm ²	1,311	1,130	1,035	913	846	1,050
Temperatura	°C	155.6	146	146	147	152	145
Plano de Referencia	mvbnm	6,277.9	5,910	5,560	5,020	5,050	5,525
Pb	kg/cm ²	165.5	173	163	175	130	170
Boi separador	m ³ /m ³	1.24	1.308	1.325	1.48	1.27	1.144
RGA separador	m ³ /m ³	115.7	119.97	117.63	77.95	81.25	114.93
Densidad	API	38.4	33	37	34	30	33
Viscosidad @ cy	cp	0.65	0.256	0.735		1.99	
Permeabilidad efectiva	mD	0.23	153	202	43	175-380	80

Tabla 10. Parámetros de Campos análogos

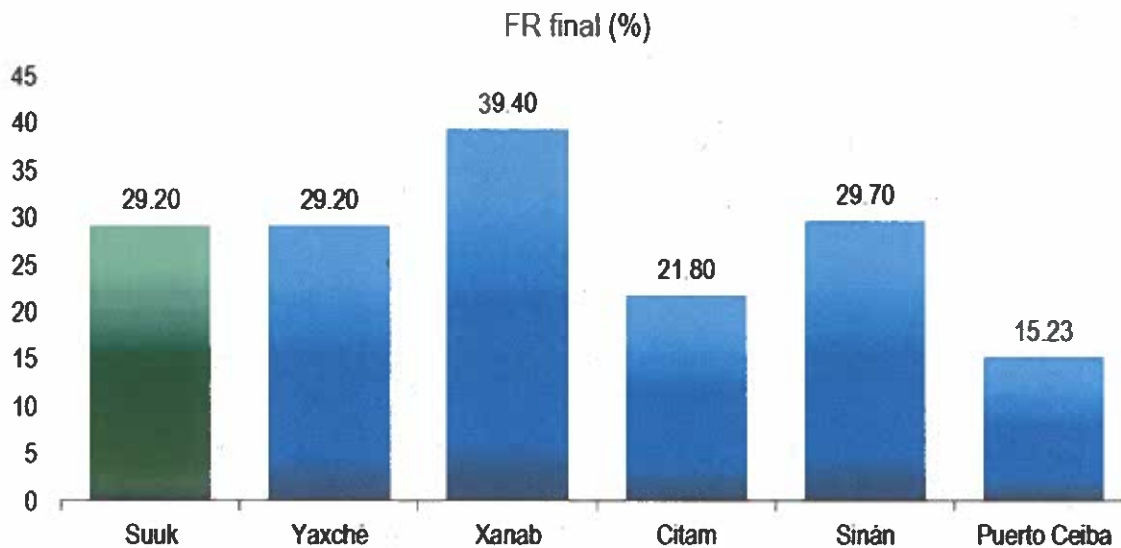


Figura 12. Comparativo de factor de recuperación de campos análogos nacionales de Suuk.
(Fuente: PEP).

D) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De conformidad con lo establecido en los artículos 19, 23, 28, 42, 43 y 44 de los LTMMH, la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción, llevó a cabo el análisis y revisión de la información presentada por PEP correspondiente al Plan de Desarrollo de la Asignación AE-0151-Uchukil (Campo Suuk).

El Campo Suuk se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, a 163 km al Noroeste (NW) de Ciudad del Carmen, Campeche, a 34 km al Norte (N) de Dos Bocas, Tabasco y a 6.7 km al Noreste (NE) del pozo Xikin-1, bajo un tirante de agua de 45 metros aproximadamente.

El Asignatario, contempla la instalación de una plataforma Estructura Ligera Marina (ELM) Suuk-A, así como la perforación de seis pozos; la producción de los pozos del Campo Suuk fluirá por un oleogasoducto de 20 pg. de diámetro hacia la estructura Xikin-B, posteriormente la mezcla se enviará por un oleogasoducto de 20 pg. de diámetro hacia la estructura Xikin-A, esta corriente integrada se enviará a través del oleogasoducto de 20 pg. de diámetro hacia la estructura Xanab-C, de este punto se transportará por el oleogasoducto de 36 pg. de diámetro (L-403) hacia la estructura Yaxché-A, donde finalmente se envía por la línea de 36 pg. de diámetro (L-397) hacia la TMDB. El gas comprimido en la Estación de Compresión dentro de la TMDB se incorpora a la línea de alta presión proveniente del C.P. Litoral-A Línea 5 y se envía a C.P.G. Cactus, resaltando que la producción del campo iniciará en el mes de febrero del año 2020.

[Handwritten signature]

777

[Handwritten signatures and initials]

En cuanto a la cuantificación de los Hidrocarburos provenientes del Campo Suuk, el Asignatario manifiesta que esta se llevará a cabo conforme lo siguiente:

Medición de Petróleo

Para la cuantificación del Petróleo y Gas natural, el Asignatario contempla mediciones de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal (Puntos de Medición). De acuerdo con la propuesta por el Operador, se instalarán Sistemas de Medición del tipo operacional en las plataformas Xikin A y Xikin B, así mismo, se plantea continuar con la medición referencial, transferencia y Fiscal hasta el Punto de Medición en la TMDB en donde se podrán determinar y asignar los volúmenes y calidad de los hidrocarburos (Petróleo, Gas Natural y Condensado); para tal efecto es importante mencionar que los sistemas de medición tipo fiscal, referencial y de transferencia de la Asignación AE-0151-Uchukil-Campo Suuk al coincidir con los que fueron presentados y aprobados mediante la Resolución CNH.E.62.002/18 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0006-6M-Amocayaxché-04 Campo-Xikin, emitidas por esta Comisión el día 9 de noviembre de 2018, se encuentran aprobados en los mismos términos.

Así mismo y como parte de la infraestructura a construir, el Asignatario incluye una medición de tipo operacional dentro de la nueva plataforma PP-Suuk-A, la cual se realizará en la descarga de separador. En la Tabla 11 y en las Figuras 13 y 14 se identifican el tipo de medición y los Puntos de Medición de Petróleo y Gas (medición fiscal) contemplados para esta Asignación. Así mismo se presentan los esquemas donde se representan el tipo de medición (operacional, referencial transferencia y fiscal) contemplados para esta Asignación.

Instalación	Fluido	Tag - Sistema de Medición	Tipo de tecnología	Diámetro
Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB)	Petróleo	SM-100	Turbina	8 pg.
		SM-200	Turbina	12 pg.
Centro Comercializador de Crudo Palomas (C.C.C Palomas)		PA-100	Ultrasónico	10 pg.
		PA-200	Ultrasónico	8 pg.
		PA-300	Ultrasónico	8 pg.
Centro Procesador de Gas Nuevo Pemex		Gas	PM-11	Placa de orificio
	Centro Procesador de Gas Cactus		PM-01	Placa de orificio
PM-66			Placa de orificio	24 pg.

Tabla 11. Puntos de Medición (Medición Fiscal) para la Asignación AE-0151-Uchukil-Campo Suuk

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature at the top right and several initials below it.

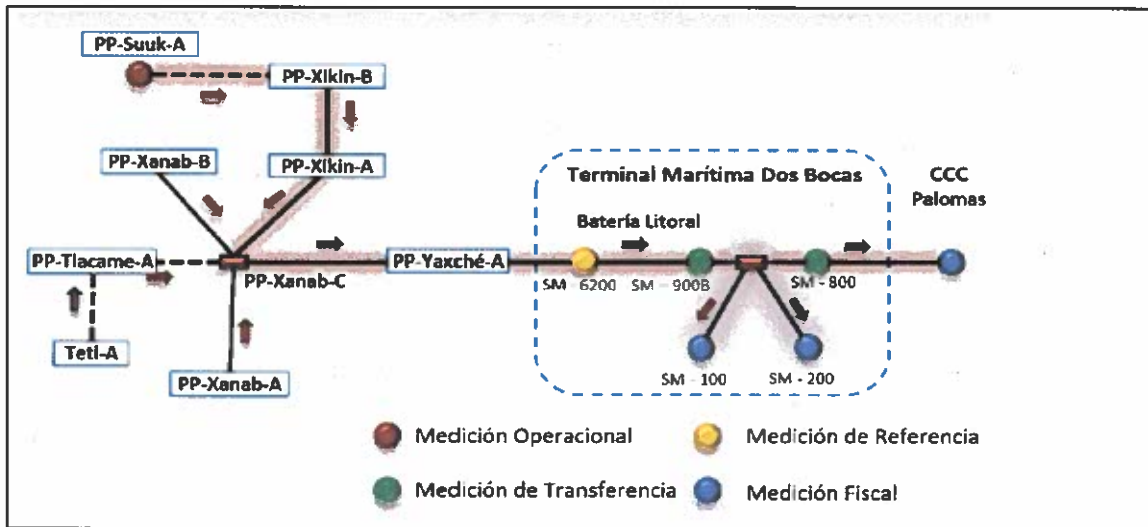


Figura 13. Tipos de Medición para petróleo correspondientes a la Asignación AE-0151-Uchukil-Campo Suuk.

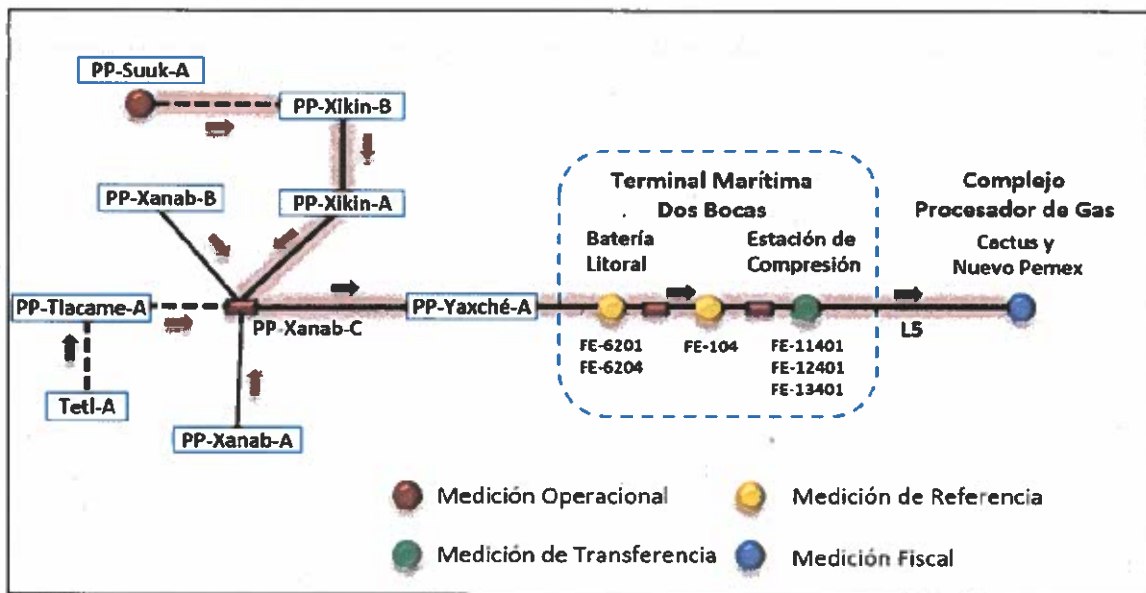


Figura 14. Tipos de Medición para gas correspondientes a la Asignación AE-0151-Uchukil-Campo Suuk.

El Asignatario deberá de reportar los datos obtenidos en sus diferentes mediciones de acuerdo con los formatos establecidos en los LTMMH.

Handwritten signatures and initials, including the number 777 and the letters AM.

Medición de Condensado

Derivado de la filosofía e infraestructura de la Estación de Compresión Litoral ubicada en la TMDB, el Asignatario manifiesta que, esta es la ubicación para la determinación de condensado, lugar donde se encuentra en una sola fase la corriente de gas del Campo Suuk; cabe señalar que esta es una determinación teórica bajo el sustento de la norma API MPMS 14.5, respecto a la cual su objetivo es conocer el volumen de condensados contenidos en el gas que serán recuperados en las posteriores etapas del proceso de acondicionamiento del gas.

La ubicación propuesta por el Asignatario deberá ser reevaluada de conformidad con los resultados obtenidos, derivado a que la medición y toma de muestra en el separador de prueba puede ser más representativa aún y cuando los Hidrocarburos no se encuentran totalmente estabilizados.

El Asignatario deberá de reportar el volumen de condensado teórico en los formatos establecidos en los LTMMH.

Producción y balance de los Hidrocarburos.

El Asignatario presentó los procedimientos para la asignación de la producción, de petróleo y gas con base en las mediciones fiscales, de transferencia, de referencia y operacionales. Estos procedimientos describen los pasos para asignar la producción a la Asignación AE-0151-Uchukil (Campo Suuk) y sus respectivos pozos considerando el porcentaje de aportación de cada una de las corrientes que confluyen a la TMDB donde se tiene medición de referencia, estas corrientes corresponden a los campos Xikin, Tetl, Tlacame, Xanab y Yaxché.

El proceso de balance se realiza con los datos diarios de producción, de distribución y los puntos de venta; al fin de mes se verifica la información operativa y oficial, haciendo una nueva iteración en el cálculo de las redes, con los datos oficiales se determina la asignación de la producción en función de los resultados provenientes de los sistemas de medición fiscal, los cuales son el Centro Comercializador de Crudo Palomas para el petróleo y los Centros Procesadores de Gas Cactus y Nuevo Pemex para el gas.

El punto de toma de muestra para determinar la calidad de los Hidrocarburos correspondiente a la Asignación AE-0151-Uchukil (Campo Suuk) será en la bajante de los pozos. El muestreo para el Hidrocarburo líquido se realiza quincenalmente con la práctica del estándar para el muestreo manual y productos de petróleo ASTM D 4057 y el muestreo para el hidrocarburo gaseoso se realizará mensualmente con la práctica del estándar ASTM D 1265 y GPS 2166.

La determinación de la calidad de los Hidrocarburos para efectos operacionales se realiza en los laboratorios del Activo, los cuales no están acreditados ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA), para la determinación de la calidad con certificado se dispone de un servicio de análisis, caracterización y evaluación de las corrientes de hidrocarburos y productos químicos en pozos, sistemas de proceso y transporte de la Subdirección de Producción Marina Suroeste.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number 717 and 24.]

Criterios y Evaluación de la Medición de Hidrocarburos.

Datos Generales:

Nombre del Asignatario o Contratista:	Permes Exploración y Producción
No. de Contrato o Asignación:	AE-0006-SM-Amoco-Ventché-04 (Campo Suak)
Nombre de la Asignación o Área Contractual:	AE-0006-SM-Amoco-Ventché-04 (Campo Suak)
Tipo de Plan a evaluar:	Plan de Desarrollo



No.	Artículo de los LTI/MI/Contrato/Plan	Requisitos	Criterio de evaluación	Cumplimiento S/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
1	Propuesta de manejo de los hidrocarburos desde pozo hasta el P.M.	LTI/MI, Capítulo III y IV	determinación y migración de volúmenes y calidad de los hidrocarburos	SI	El Asignatario presentó información referente a la determinación y migración de los Hidrocarburos provenientes del Área de Asignación (Campo Suak), estableciendo mediciones de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal de los hidrocarburos. Cabe señalar el tipo de medición (referencial, transferencia y fiscal) propuestas por el Asignatario son las mismas que fueron establecidas y aprobadas mediante las resoluciones CNH.E.59.001/17 y CNH.E.62.002/18 aprobadas por esta Comisión los días 16 de noviembre de 2017 y el 9 de noviembre de 2018 respectivamente. Así mismo se incluye la medición operacional de petróleo y gas dentro de la plataforma PP-Suak-A, la cual se realizará en la descarga de separador.	La información se describe a mayor detalle en el documento "Plan de Desarrollo". Páginas 133 a 198.
2	Propuesta de Puntos de Medición	LTI/MI, Capítulo II	De los sistemas de medición	SI	El Asignatario presentó información referente a los Sistemas de Medición para la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación (Campo Suak) estableciendo el tipo de Medición Operacional, Referencial, de Transferencia y Punto de Medición (Medición Fiscal) para cada tipo de Hidrocarburo durante el manejo y transporte de la producción. Cabe señalar el tipo de medición (referencial, transferencia y fiscal) propuestas por el Asignatario son las mismas que fueron establecidas y aprobadas mediante las resoluciones CNH.E.59.001/17 y CNH.E.62.002/18 aprobadas por esta Comisión los días 16 de noviembre de 2017 y el 9 de noviembre de 2018 respectivamente. Así mismo se incluye la medición operacional de petróleo y gas dentro de la plataforma PP-Suak-A, la cual se realizará en la descarga de separador. Los Puntos de Medición considerados por el Asignatario para la cuantificación de los hidrocarburos son los siguientes: Punto de Medición de Petróleo: Los Sistemas de Medición Identificados como PA-300, PA-200, PA-300 ubicados en el Centro Comercializador de Crudo Petrolero (C.C.C.Petrolero) y los Sistemas de Medición Identificados como (SM-100 y SM-200) ubicados en la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB). Punto de Medición de Gas: Los Sistemas de Medición Identificados PM-11 y PM-01 ubicados en los Complejos Procesadores de Gas Nuevo Pemex y Cactus respectivamente.	La información se describe a mayor detalle en el documento "Plan de Desarrollo". Páginas 133 a 198.
3	42, fracción I	Política de medición	Detalle del cumplimiento al artículo 6 de los LTI/MI	SI	El Asignatario presentó un documento que establece la política en materia de Medición de Hidrocarburos, dicha política se encuentra respaldada con la aplicación e implementación de un Sistema de Gerencia de Medición fundamentada en la Norma NMX-CC-1002-IBMC-2004.	Dentro del documento "Plan Factor para la Medición de los Hidrocarburos en Permes Exploración y Producción 2016-2020", se identifican las principales actividades y cronogramas para la implementación de la Política de Medición.
4	42, fracción II	Procedimientos:				
		• Mantenimiento		SI	El Asignatario presentó el documento "Procedimiento Operativo para mantenimiento a sistemas de medición de hidrocarburos en Permes Exploración y Producción PO-PO-MA-0002-2017" en el que se detallan las actividades de mantenimiento correspondientes a los elementos primarios, secundarios y terciarios de los Sistemas de Medición, todo en función de las especificaciones del fabricante y el proceso correspondiente de cada instrumento.	El Asignatario presentó programas de mantenimiento a los diferentes Sistemas de Medición (operacional, referencial, transferencia y fiscal).
		• Confirmación metrológica	Presentar los procedimientos y programas de actividades relacionados con la implementación de los procedimientos solicitados, es decir programas de calibración, de confirmación metrológica, de mantenimiento.	SI	El Asignatario presentó el documento "procedimiento operativo para realizar la confirmación metrológica a sistemas de medición de hidrocarburos en permes exploración y producción PO-PO-OP-0144-2017". (El Proceso de Confirmación Metrológica está documentado y diseñado conforme a la Norma NMX-CC-10012-IBMC-2004 e ISO 9000:2000)	El Asignatario presentó programas para realizar confirmación metrológica a los diferentes Sistemas de Medición (operacional, referencial, transferencia y fiscal) propuestas para la Asignación (Campo Suak).
		• Elaboración de boletines		SI	El Asignatario documentó diversos procedimientos para el control de los Hidrocarburos, donde se considera la medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal.	El Asignatario deberá de reportar los datos de los hidrocarburos producidos en los formatos establecidos en los LTI/MI.
		• Calibración de los instrumentos de medida		SI	El Asignatario documentó el procedimiento "PO-PO-OP-0134-2017 Procedimiento Operativo para calibrar sistemas de medición de hidrocarburos en Permes Exploración y Producción", el cual describe las actividades a ejecutar durante el proceso de una calibración correspondiente a los elementos primarios, secundarios y terciarios en los diversos Sistemas y Puntos de Medición que intervienen en la cuantificación de los hidrocarburos provenientes de la Asignación (Campo Suak).	Las calibraciones las llevará a cabo un tercero independiente, quien deberá contar con las acreditaciones emitidas por la Entidad Mexicana de Acreditación, A.C. (eme) o en su caso por algún organismo internacional.
5	42, fracción III	Diagramas generales de Infraestructura	Adicionalmente a los diagramas a presentar (DIT's, isométricos), se incluirá un diagrama general con la descripción del manejo de los hidrocarburos desde los pozos hasta el punto de medición, indicando los sistemas de medición operacional, referencial y de transferencia existentes.	SI	Presentó esquemas y diagramas generales de Infraestructura de las instalaciones que serán empleadas para el manejo, proceso y medición de los Hidrocarburos producidos.	El Asignatario deberá realizar y mantener actualizados los diagramas de tuberías e instrumentación (DIT'S) e isométricos informados que debiera de estar a disposición de la Comisión.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including the number '777' and a large signature.

No.	Artículo de los LTMWH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento SI/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
6	42, fracción IV	Ubicación de los instrumentos de medición	Cumplimiento al artículo 19, fracción I de los LTMWH	SI	El Asignatario presentó la ubicación de las instalaciones donde se llevará a cabo la Medición de tipo Operacional, Referencial, de Transferencia y Fiscal de los Hidrocarburos provenientes de la Asignación (Campo Suuk). Cabe señalar el tipo de medición (referencial, transferencia y fiscal) propuestos por el Asignatario son las mismas que fueron establecidas y aprobadas mediante las resoluciones CNH E.59.001/17 y CNH E.62.002/18 aprobadas por esta Comisión los días 16 de noviembre de 2017 y el 9 de noviembre de 2018 respectivamente. Así mismo se incluye la medición operacional de petróleo y gas dentro de la plataforma PP-Suuk-A, la cual se realizará en la descarga de separador.	La ubicación de las instalaciones se presentan en coordenadas geográficas.
7	42, fracción V	Diagramas de los instrumentos de medida	Presentar los diagramas de los instrumentos de medida (DT's, isométricos). Adicionalmente especificar si se cuenta con patrones de referencia en sitio o bien los a utilizar en caso de no contar con ellos, de conformidad con el artículo 22 de los LTMWH	SI	El Asignatario presentó los diagramas de tuberías e instrumentación correspondientes a los Sistemas de Medición definidos como Puntos de Medición (medición fiscal).	El Asignatario deberá de mantener los diagramas de tuberías e instrumentación (DT'S) e Isométricos de los Sistemas de Medición involucrados en la cuantificación de la producción de la Asignación actualizados y a disposición de la Comisión.
8	42, fracción VI	Uso compartido del Punto de Medición	Se deberá dar cumplimiento a las establecido en el artículo 20, presentando el proyecto de acuerdo o acuerdos celebrados entre operadores.	SI	El Asignatario manifestó que los Puntos de Medición (Medición Fiscal) no son de uso Compartido con algún otro Operador Petrolero o algún Tercero, todas las asignaciones que confluyen a los Sistemas de Medición se encuentran bajo el cargo de PEP	El documento presentado se localiza en la Carpeta 2106-VI- Uso compartido del Punto de Medición
9	42, fracción VII	Programas de implementación de los Mecanismos de Medición y de las Instalaciones de producción que influyen en la medición de los hidrocarburos	Todos aquellos programas o cronogramas que den cumplimiento a la implementación total de los mecanismos de medición	SI	El Asignatario presentó diversos programas y cronogramas donde se establecen actividades para la implementación de los Mecanismos de Medición (MM)	Las actividades presentadas en los programas de implementación relacionan los principales aspectos que intervienen en los Mecanismos de Medición que incluyen procedimientos, equipos y personal.
10	42, fracción VIII	Incertidumbre de medida	Se deberá dar cumplimiento al capítulo VI de los LTMWH, y se deberán reportar los valores de incertidumbre estimada para los sistemas de medición que conformen el Mecanismo de Medición de la Asignación, incluyendo los presupuestos de incertidumbre y evidencia de la trazabilidad de los sistemas de medición correspondientes como soporte.	SI	El Asignatario presentó información de incertidumbre asociadas a los Sistemas de Medición, así como un programa para la actualización de los datos de incertidumbre asociados a los Sistemas de Medición, el cual tienen la finalidad de dar cumplimiento con lo establecido en el artículo 38 de los LTMWH.	El Asignatario deberá mantener actualizados los presupuestos y sus respectivos valores de Incertidumbre de Medida en los Sistemas de Medición de tipo Operacional, Referencial, Transferencia y Fiscal, información que se deberá remitir a esta Comisión de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, fracción III de los LTMWH.
11	42, fracción IX	Evaluación económica	Presentar las inversiones económicas relacionadas con las actividades de implementación, mantenimiento y aseguramiento de la medición durante el Plan de Desarrollo, las cuales tendrán como finalidad el dar cumplimiento a los valores de incertidumbre establecidos en los LTMWH.	SI	El Asignatario presentó el análisis de las inversiones y costos de operación para los años (2019 al 2037).	El Asignatario deberá de realizar el análisis económico que refleje el impacto en la incertidumbre de Medida en los Puntos de Medición, en la Medición de Transferencia, Operacional y de Referencia de acuerdo con las actividades planteadas.
12	42, fracción X	Programa de implementación de la Bitácora de registro	Deberá dar cumplimiento al artículo 7, fracción IV artículo 10, artículo 42 fracción X, artículo 50	SI	El Asignatario documentó las principales actividades para la implementación de la Bitácora de Registro, dichas actividades se detallan en el documento "Bitácora electrónica para la Gestión y Gerenciamiento de la Medición en Puntos Exploración y Producción". Cabe señalar que la herramienta presentada se encuentra estructurada de conformidad con lo establecido en la Norma NMX-CC-10012-INMC-2004.	El Asignatario deberá mantener actualizada la información referente a los registros de todas las mediciones de volumen y calidad de los Hidrocarburos producidos. Así mismo deberá garantizar que la Comisión tenga acceso y total disponibilidad de la información técnica derivada de la implementación y operación de los Mecanismos de Medición, de conformidad con lo establecido en el artículo 10, fracción IV de los LTMWH.
13	42, fracción XI	Programa de diagnósticos	Cumplimiento al artículo 58	SI	Presentó cronogramas para llevar a cabo diagnósticos a los Sistemas de Medición de tipo operacional, referencial, transferencia y fiscal.	Dentro de los programas no se especifican las actividades que llevarán a cabo en los diagnósticos programados, el Asignatario deberá remitir a esta Comisión, información soporte sobre los diagnósticos y Auditorías que se lleven a cabo conforme al cronograma presentado, incluyendo los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los diagnósticos, esto de conformidad con lo establecido en el Capítulo I, artículo 10, inciso g de los LTMWH.
14	42, fracción XII	Competencias técnicas	Se tendrán que incluir certificados, reconocimientos, evidencias que demuestran que las competencias son acordes con los sistemas de medición instalados o a instalar. Adicionalmente se debe incluir el organigrama y CV's del personal involucrado en la medición, así como el programa correspondiente a capacitación.	SI	El Asignatario documentó competencias técnicas del Responsable Oficial y del personal involucrado en la Medición de Hidrocarburos. Así mismo presentó programas de capacitación al personal involucrado en la medición de hidrocarburos.	El Asignatario deberá de remitir a la Comisión lo establecido en el artículo 10, fracción III, inciso f, punto III de los LTMWH.
15	42, fracción XIII	Indicadores de desempeño	Cumplimiento a lo dispuesto en los artículos 10, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32 y 33	SI	El Asignatario presentó el desarrollo de tres instructivos para la aplicación de fichas técnicas de indicadores de desempeño entre los cuales contempla los siguientes: Calidad en el Componente Agua y Sedimento, contenido en los hidrocarburos Líquidos. Calidad en el Componente Nitrogeno, contenido en los hidrocarburos Gaseosos. Incertidumbre de medida asociada a la medición de hidrocarburos.	

No.	Artículo de los LTMMH/Contrato/Guía	Requerimiento	Criterio de evaluación	Cumplimiento Si/No	Descripción breve de la información presentada	Observaciones
16	42, fracción IV	Responsable oficial	Cumplimiento al artículo 9, incluyendo sus datos generales como es el puesto que ocupa en la empresa y sus datos de contacto.	Si	El Asignatario presentó los datos del responsable oficial, designando como su representante a la Ing. Blanca E. González Valterra quien se desempeña como Suplente de la administración AIPBAS02-04, mismo que será responsable de los Mecanismos de Medición y de la comunicación con la Comisión en materia de los LTMMH.	
17	17	De las derivaciones	En el Punto de Medición y en la medición de transferencia no podrán instalarse derivaciones de tubería, verificar en diagramas.	Si	Dentro de los diagramas de tuberías e instrumentación (DTI) correspondientes a los Sistemas de Medición en los Puntos de Medición presentados por el Asignatario, no se visualizan derivaciones de tubería que afecten o modifiquen la Medición de los Hidrocarburos.	
18	19, fracción III	Telemetría	Presentar la descripción de los sistemas telemétricos con que se cuenten o bien los programas de actividades a realizar para contar con ellos.	Si	El Asignatario presentó el documento "Plan rector para la medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción", dentro del cual se documenta un cronograma de actividades, contemplando la implementación de sistemas telemétricos en los Puntos de Medición (Medición Fiscal) así como en la Medición Operacional, Referencial y de Transferencia. Dentro del documento Plan de desarrollo, se menciona que los Puntos de Medición cuentan con sistema de telemetría.	El Asignatario deberá garantizar a la Comisión el acceso a los sistemas telemétricos, sin costo alguno para ésta.
19	19, fracción IV	Calidad	El Operador Petrolero deberá garantizar que la calidad de los Hidrocarburos se pueda determinar en el Punto de Medición, en los términos de lo establecido en el artículo 28 de los presentes Lineamientos.	Si	Dentro del documento "Plan rector para la medición de hidrocarburos en Pemex Exploración y Producción 2018-2020" se hace mención sobre las actividades a ejecutar como parte de la Gerencia y Gestión de la Medición, mismas que señalan que todos los Puntos de Medición (Medición Fiscal) propuestos por el Asignatario deberán dar cumplimiento con los parámetros de calidad establecidos en el referido artículo.	El Asignatario deberá de reportar los datos de calidad de los hidrocarburos en los Puntos de Medición, de conformidad con lo establecido en los LTMMH.
20	19, fracción V	Computador de flujo	El Punto de Medición deberá incluir un computador de flujo con las funciones de seguridad, operativas y físicas que no permitan alteraciones, así como contar con la capacidad de resguardar la información.	Si	Sistemas de Medición correspondientes a los Puntos de Medición cuentan con computadores de flujo.	El Asignatario deberá llevar el registro de las verificaciones al cálculo del computador con base en la normatividad aplicable.
21	21	De las generalidades	Los resultados de los instrumentos de medida deberán tener trazabilidad metrológica a patrones nacionales e internacionales.	Si	Presentó información de certificados de calibración de los elementos primarios y secundarios de los Sistemas de Medición.	
22	22	Patrones de referencia tipo tubería en el Punto de Medición	Los Puntos de Medición de los Hidrocarburos líquidos, incluyendo los condensados, deberán estar dispuestos con un patrón de referencia tipo tubería permanente. En casos excepcionales, Patrones portátiles.	Si		El Asignatario deberá actualizar y mantener a disposición de la Comisión la información correspondiente a los patrones volumétricos en el Punto de Medición.
23	23	De la medición del agua	Cumplimiento a las fracciones I, II y III del artículo 23. Presentar la descripción del manejo del agua producida, así como su medición, o cálculo para el balance del área.	Si	Cómo parte del proceso dentro de la TMDB se lleva a cabo la medición de agua la cual es enviada a los pozos de captación DB-1, DB-2, DB-3, DB-4, DB-5 y DB-6.	La información correspondiente se localiza dentro del Plan de Desarrollo, en las páginas 142 a 144.
24	24	De la medición multifásica, fracciones I, II y III	El Operador Petrolero podrá justificar la utilización de medidores multifásicos en su plan de desarrollo para la Extracción.	-		
25	VI.9 anexo I guía de planes	Medición en pruebas de pozo	Presentar, la descripción breve de los puntos de medición, tipo y especificaciones de medidor, incertidumbre asociada, y calidad de los hidrocarburos, adicional a la ubicación en la que se entregarán al comercializador los hidrocarburos.	Si	La medición de aflores de pozo, se llevará a cabo bajo el sustento de medición operacional con equipos de separación.	

Derivado de la propuesta presentada para los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición de la Asignación AE-0151-Uchukil (Campo Suuk), la Dirección General de Medición y Comercialización de la Producción manifiesta que, el Asignatario presentó la información y requerimientos necesarios para el cumplimiento de la implementación de los Mecanismos de Medición, los cuales fueron evaluados de conformidad con lo establecido en el artículo 42 de los LTMMH, además de conformidad con el artículo 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de los Puntos de Medición a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the number 27.

Solicitud Opinión Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP)

Con base en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la SHCP con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el oficio 250.519/2019 de fecha 15 de agosto de 2019, y el oficio 250.582/2019 de fecha 10 de septiembre de 2019, alcance de ratificación, a lo cual mediante los Oficios 352-A-I-022 de fecha 16 de agosto de 2019 y 352-A-I-032 de fecha 12 de septiembre de 2019, alcance de ratificación, se respondió que no se tiene inconveniente en la propuesta de ubicación de los Puntos de Medición presentada por el Operador y correspondiente a la Asignación AE-0151-Uchukil Campo Suuk "...siempre que los mecanismos de medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones del mercado, conforme al Dictamen Técnico que emita la CNH relacionado con esta propuesta.", manifestando que esta opinión se encuentra sujeta a las siguientes consideraciones:

- "De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.
- Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.
- De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos observando en cada momento lo indicado en este artículo.
- De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.
- Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergen distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas que provenga".

Sin perjuicio de lo anterior, se advierte que los Mecanismos de Medición y los Puntos de Medición propuestos por el Asignatario cumplen con lo establecido en los LTMMH, es decir, es posible llevar a cabo la medición y determinación del volumen y calidad de los Hidrocarburos provenientes del Campo Suuk, en términos del presente análisis técnico y la evaluación de los Mecanismos de Medición correspondiente.

E) Comercialización

Como parte del Plan de Desarrollo, el Asignatario hace mención que en la actualidad no cuenta con infraestructura, ya que utilizará una plataforma tipo Estructura Ligera Marina (ELM) que se encuentra en etapa de construcción, así como las plataformas existentes y futuras de los campos Xanab, Yaxché y Xikin respectivamente.

De lo anterior, el Asignatario menciona que dicha infraestructura permitirá el manejo del fluido producido del Campo Suuk en conjunto con el fluido producido de las Asignaciones AE - 0006 - 6M - Amoca - Yaxché - 04 - Campo - Xikin, A - 0369 - M - Campo Xanab y A - 0373 - Campo Yaxché donde éstas se mezclan para su posterior envío a los Puntos de Medición propuestos en el Plan de Desarrollo, TMDB y al Centro Comercializador de Crudo Palomas (CCC Palomas).

Una vez en la TMDB, el Hidrocarburo producido en el Campo Suuk, en conjunto con las corrientes de las Asignaciones mencionadas en el párrafo anterior entran a un proceso de separación y estabilizado.

El aceite separado es medido y enviado a tanques deshidratadores, para su posterior envío a tanques de almacenamiento, donde más tarde es enviado hacia las monoboyas de exportación o hacia el CCC Palomas donde se lleva a cabo su disposición final.

En lo que respecta al manejo de gas en la TMDB, el gas libre de líquidos separado en la batería de separación y en la plataforma de estabilizado es enviado a la Estación de Compresión de baja, intermedia y alta presión, y parte del gas recuperado en la batería de separación es enviado al área de endulzamiento para el autoconsumo de los equipos de compresión y turbogeneradores. El gas producto de la separación sale hacia la primera etapa de rectificación donde es medido por un dispositivo de presión diferencial para después enviarse hacia el área de compresión de alta y posteriormente ser incorporado a la línea L-5 para enviarse a Complejo Procesador de Gas Cactus (CPG Cactus) y Complejo Procesador de Gas Nuevo Pemex (CGG Nuevo Pemex).

Por otro lado, en lo que respecta al volumen de Hidrocarburos condensables, este será calculado de forma teórica con base en la API MPMS 14.5, lo anterior, derivado de la filosofía e infraestructura de la Estación de Compresión Litoral ubicada en la TMDB, ésta será la ubicación para la determinación de condensado donde se encuentra en una sola fase la corriente de gas del Campo Suuk, lo anterior, en la descarga de los compresores, respecto a la cual su objetivo es conocer el volumen de condensados contenidos en el gas que serán recuperados en las posteriores etapas del proceso de acondicionamiento del gas.

En lo que respecta a las especificaciones de los estándares para la comercialización de los Hidrocarburos, estos se realizarán conforme a:

Hidrocarburos líquidos:

- Densidad °API 38.4;
- Contenido de agua y sedimentos menor a 2% en volumen, y
- Contenido de azufre, menor al 5% de masa.

Hidrocarburos gaseosos:

- Humedad (H₂O), máximo 110 mg/m³;
- Azufre total máximo, 150 mg/m³;
- Ácido Sulfhídrico (H₂S) máximo; 6.0 mg/m³, y
- Poder calorífico superior, 37.30 a 43.60 MJ/m³.

Sin perjuicio de lo anterior y considerando los Puntos de Medición propuestos para el gas, se recomienda al Asignatario que considere que el gas enviado a los CPG tenga un contenido de nitrógeno del 12% o inferior, para asegurar así que el gas pueda ser procesado apropiadamente y se pueda obtener un gas a la salida del CPG, con el contenido de nitrógeno máximo establecido en la NOM-001-SECRE-2010.

Por lo anterior, se considera que el Asignatario da cumplimiento a lo establecido en las fracciones III.2.4.3 y III.2.4.4 del Anexo II de los Lineamientos, toda vez que, se visualiza el manejo de los Hidrocarburos producidos en la Asignación AE-0151-Uchukil (Campo Suuk), desde el Área de Asignación hasta los puntos donde se llevará a cabo su disposición final.

Obligaciones de PEP:

1. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los plazos y especificaciones manifestadas y evaluadas por esta Comisión en el Plan de Desarrollo y de conformidad con lo establecido en el presente Dictamen Técnico.
2. Los volúmenes y calidades del Petróleo, Gas Natural y Condensados deberán ser reportados de conformidad con lo establecido en los LTMMH y normatividad vigente.
3. El Asignatario deberá entregar el reporte de Producción Operativa Diaria sin prorateo o balanceo alguno.
4. El Asignatario deberá reportar la información de medición y producción de acuerdo con lo señalado en el artículo 10 de los LTMMH.
5. El Asignatario deberá remitir a la Comisión los documentos vigentes que demuestren las competencias técnicas, capacidades o certificaciones del personal que lleve a cabo los Diagnósticos, de conformidad con lo establecido en el artículo 59 de los LTMMH.
6. De conformidad con el artículo 4 de los LTMMH, el Asignatario deberá entregar los informes, reportes, datos y cualquier otra información referida en los LTMMH, de manera física o a través de medios electrónicos. Lo anterior, en los sistemas informáticos para el registro de producción y balances o formatos y portales de carga de información, incluyendo los contenidos en el Anexo I de los LTMMH.
7. El Asignatario deberá utilizar sistemas telemétricos para monitorear en tiempo real la Medición de los hidrocarburos en el Punto de Medición de conformidad con lo establecido en el artículo 19, fracción III de los LTMMH.
8. El Asignatario deberá llevar a cabo mensualmente un análisis cromatográfico en laboratorio del Gas Natural producido, así como un análisis cromatográfico en el Punto de Medición para la determinación de la calidad, mismo que deberá remitir a la Comisión como lo estipula el artículo 32 de los LTMMH.

El Asignatario deberá mantener actualizada la información a disposición de la Comisión referente al cumplimiento de lo dispuesto en cada uno de los artículos de los LTMMH en su versión más reciente, atendiendo en tiempo y forma cada uno de los requerimientos, así como de lo establecido en el presente Dictamen Técnico.

Así mismo es necesario que el Asignatario cuente con información actualizada sobre los diagnósticos, programas, procedimientos, presupuestos de incertidumbre del volumen medido estimado sobre el volumen a condiciones de referencia, monitoreo y transmisión de los datos en tiempo real y cada una de las variables asociadas a los Sistemas de Medición de cada una de las mediciones propuestas (operacional, de referencia, transferencia y fiscal), ya que los datos generados en estos sistemas se vuelven parte de los Mecanismos de Medición por ende al Sistema de Gestión y Gerenciamiento de la Medición.

Por último, es importante señalar que de conformidad con lo establecido en el artículo 47 de los LTMMH, el Asignatario deberá someter a consideración de la Comisión la aprobación de las modificaciones sustantivas que en su caso requiera el Plan de Desarrollo para la Extracción, en

relación con los Mecanismos de Medición aprobados mediante el presente Dictamen Técnico, sin perjuicio de los avisos y aprobaciones señaladas en los artículos 52 y 53 de los citados Lineamientos.

F) Análisis económico

El artículo 11 de los Lineamientos, señala que los Planes deben contar con un análisis técnico económico que sustente el cumplimiento de los objetivos establecidos en las Asignaciones, entre otros, la maximización del valor de los Hidrocarburos a lo largo de la vida de los yacimientos y campos en condiciones económicamente viables, y la selección de las mejores prácticas de la industria.

Aunado a lo anterior, los artículos 9 y 20 de los mismos Lineamientos establecen que el contenido de los Planes de Desarrollo para la Extracción se detalla en el Anexo II de los mismos.

Con base en lo establecido en los numerales I.6.3, I.6.7, III.2.7 y V de la sección 2. Contenido del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Guía para los Planes de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, Anexo II de los Lineamientos, la aprobación del Plan de Desarrollo implica el análisis económico del Programa de Inversiones y de la Evaluación Económica del Plan de Desarrollo presentado por el Operador.

Es así como, en cumplimiento al mandato legal establecido, a continuación, se presentan los resultados del análisis económico.

Programa de Inversiones

El Programa de Inversiones es consistente con la información presentada correspondiente al Plan de Desarrollo; y fue presentado de conformidad con lo establecido en el catálogo de costos de los Lineamientos para la elaboración y presentación de los costos, gastos e inversiones; la procura de bienes y servicios en los contratos y asignaciones; la verificación contable y financiera de los contratos, y la actualización de regalías en contratos y del derecho de extracción de hidrocarburos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), en adelante Lineamientos de Hacienda, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 6 de marzo de 2015y reformados el 6 de julio de 2015 y el 28 de noviembre de 2016.

El Plan de Desarrollo estima un monto global de 709.90 millones de dólares: 686.76 millones de dólares asociados al Programa de Inversiones, de los cuales, 479.58 millones corresponden a Inversiones¹ (69.83%), 207.19 millones a gasto operativo (30.17%); y 23.13 millones de dólares correspondientes a otros egresos².

Las Figuras 15, 16, 17, 18 y 19 muestran el monto del Programa de Inversiones, desglosado por Actividad Petrolera, y a su vez, cada una de ellas por Sub-actividad.

¹ De esta cifra, \$479.58 millones de dólares, \$432.60 millones corresponden a inversión en el periodo 2019-2034; y \$46.98 millones de dólares relacionados a la actividad de Abandono con un horizonte de tiempo de 2048.

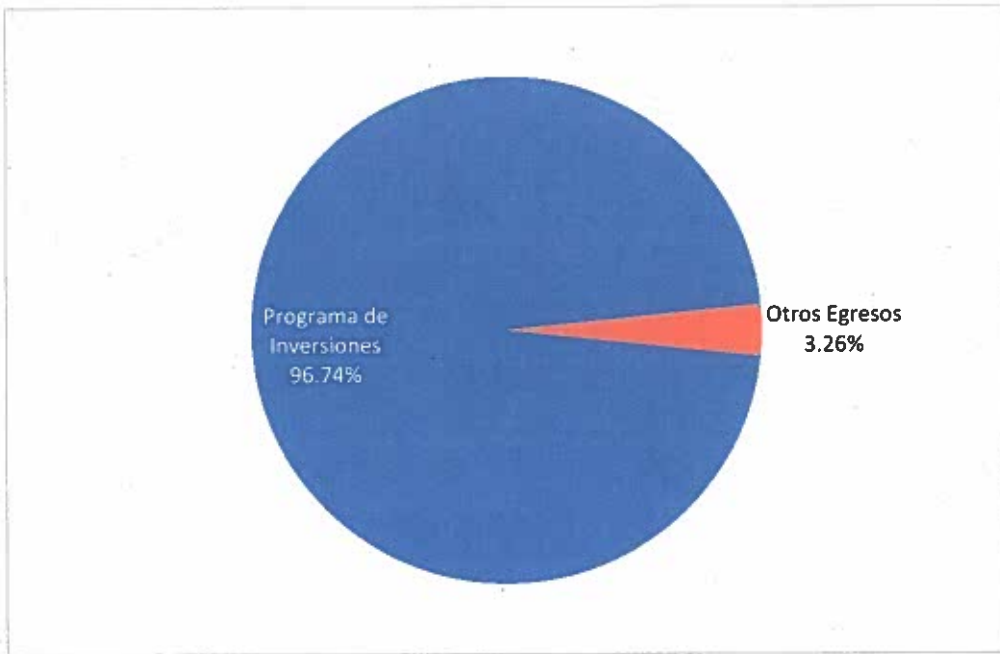


Figura 15. Distribución de gastos totales del proyecto Programa de Inversiones y Otros egresos 709.90 millones de dólares

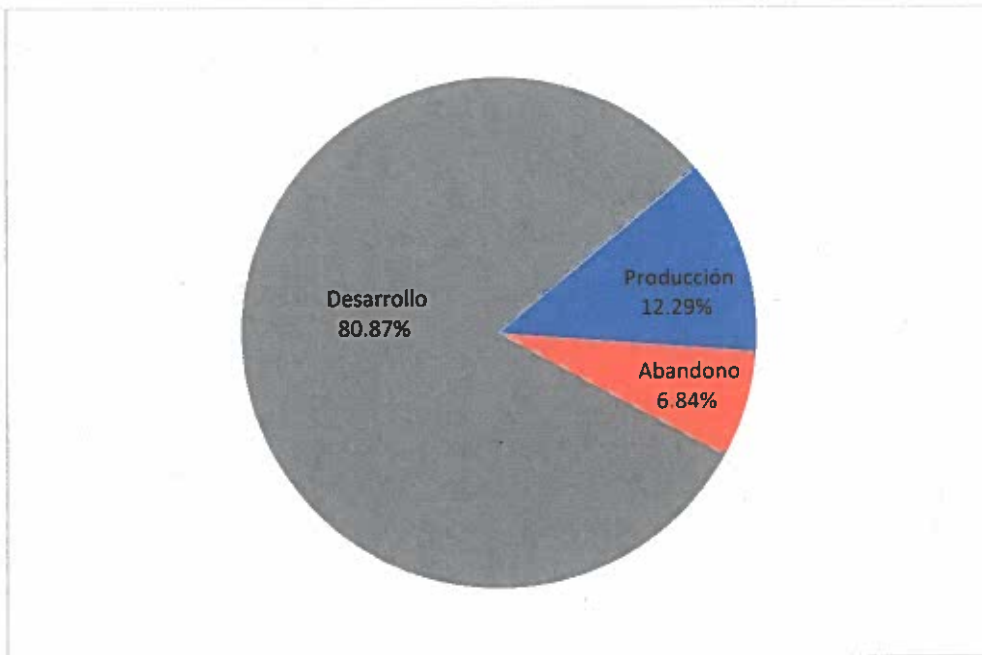


Figura 16. Distribución de Programa de Inversiones por Actividad Petrolera 686.76 millones de dólares

[Handwritten signature]

[Handwritten signatures and marks]

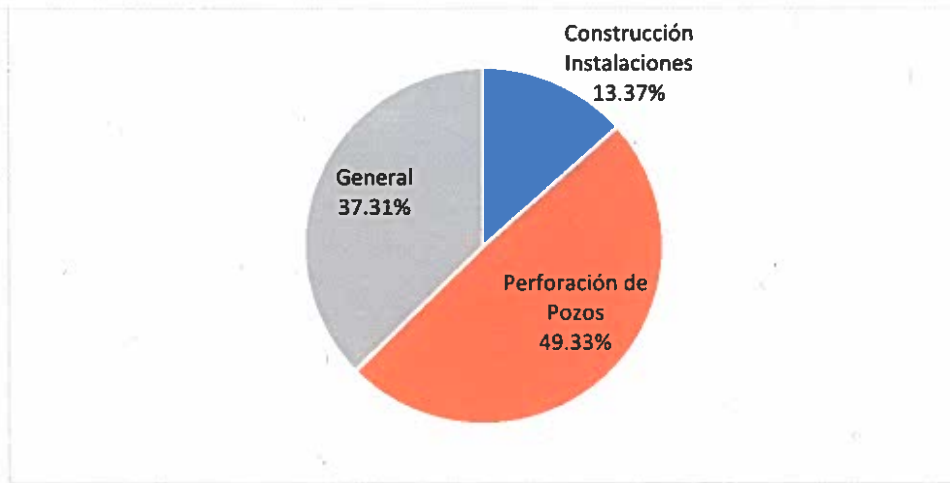


Figura 17. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Desarrollo
555.37 millones de dólares

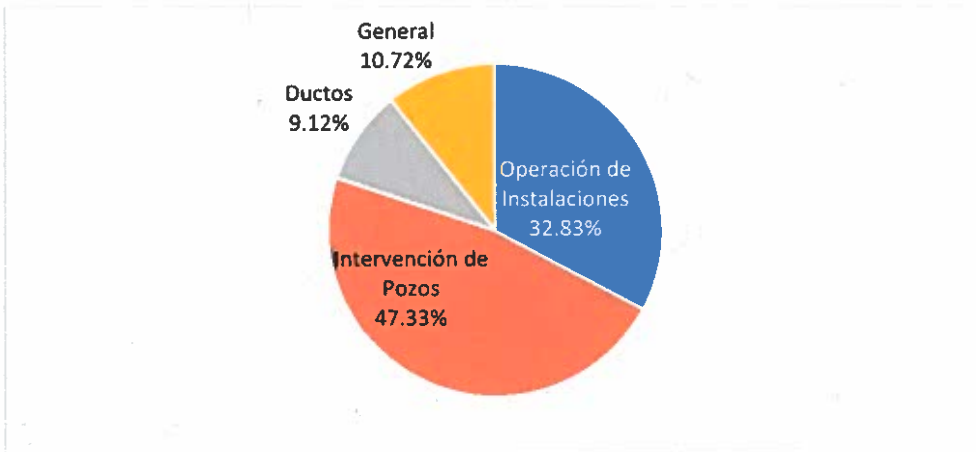


Figura 18. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Producción
84.41 millones de dólares

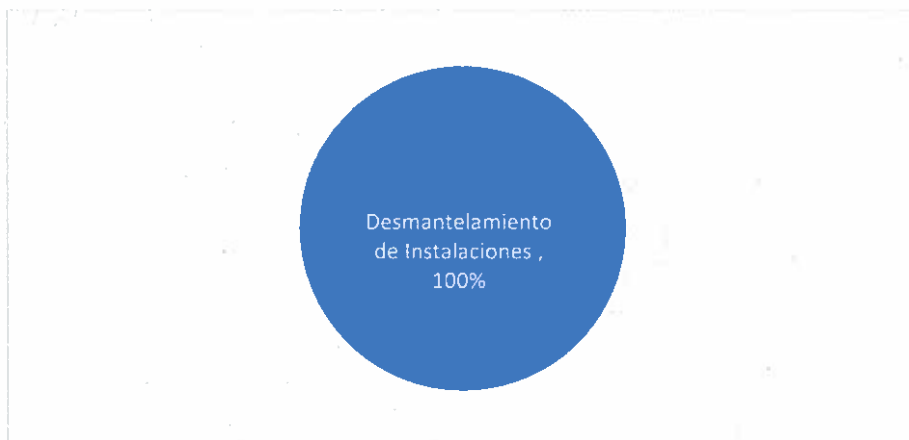


Figura 19. Distribución de Inversiones. Actividad Petrolera Abandono
46.98 millones de dólares

[Handwritten signatures and initials]

[Handwritten signature]

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Desarrollo	Construcción Instalaciones	74.24	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Perforación de Pozos	8.42	125.63	101.38	38.53	-	-	-	-	-	-
	General*	-	2.41	8.49	14.64	14.55	13.65	12.78	12.05	11.40	10.85
Producción	Operación de Instalaciones	-	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99
	Intervención de Pozos	-	-	2.02	2.02	1.85	1.77	1.93	2.02	1.85	1.77
	Ductos	-	-	0.24	0.24	0.24	0.40	0.24	0.24	0.24	0.24
	General*	1.61	0.37	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Programa de Inversiones		84.26	129.40	113.37	56.67	17.89	17.08	16.21	15.56	14.74	14.10
Otros Egresos*		-	3.11	1.21	1.54	1.99	4.16	0.60	0.58	0.55	0.55
Total gastos Plan de Desarrollo		84.26	132.51	114.58	58.21	19.88	21.24	16.80	16.14	15.29	14.65

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Desarrollo	Construcción Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Perforación de Pozos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	General*	10.31	9.88	9.49	9.17	8.81	8.42	7.57	6.28	5.79	5.35
Producción	Operación de Instalaciones	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99
	Intervención de Pozos	1.93	2.02	1.85	1.77	1.93	2.02	1.85	1.18	1.26	1.35
	Ductos	0.40	0.24	0.24	0.24	0.24	0.40	0.24	0.24	0.24	0.24
	General*	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Programa de Inversiones		13.91	13.39	12.83	12.42	12.23	12.10	10.91	8.95	8.54	8.19
Otros Egresos*		0.54	0.51	0.49	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46
Total gastos Plan de Desarrollo		14.45	13.90	13.32	12.88	12.69	12.56	11.36	9.41	8.99	8.64

Actividad Petrolera	Sub-Actividad Petrolera	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048	Total (MUSD)
Desarrollo	Construcción Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74.24
	Perforación de Pozos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	273.95
	General*	4.87	3.66	3.26	3.04	2.85	2.10	1.93	1.84	1.75	-	207.19
Producción	Operación de Instalaciones	1.00	0.99	0.99	0.99	0.99	1.00	0.99	0.99	0.99	-	27.72
	Intervención de Pozos	1.26	0.59	1.26	0.67	1.26	0.59	0.59	0.67	0.67	-	39.95
	Ductos	0.83	0.24	0.24	0.24	0.24	0.40	0.24	0.24	0.24	-	7.70
	General*	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	-	9.05
Abandono	Desmantelamiento de Instalaciones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	46.98	46.98
Total Programa de Inversiones		8.23	5.74	6.01	5.21	5.60	4.35	4.01	4.00	3.91	46.98	686.76
Otros Egresos*		0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	0.46	-	23.13
Total gastos Plan de Desarrollo		8.69	6.20	6.46	5.66	6.05	4.81	4.47	4.46	4.37	46.98	709.90

Las sumas pueden no coincidir por redondeo

a. Considera únicamente el gasto operativo.

b. Considera únicamente Inversión.

c. Este rubro considera el mantenimiento y Abandono de infraestructura existente por la cual se maneja la producción del Campo Suuk.

Tabla 12. Desglose anual de Programa de Inversiones por Actividad Petrolera y Otros egresos (millones de dólares)

Evaluación Económica

En este apartado, se presentan los indicadores económicos obtenidos del análisis de CNH, a partir de los perfiles de costos, producción y tipo de cambio propuestos por el Asignatario. La evaluación económica se efectuó considerando las premisas de la Tabla 13.

Premisas*	Valor	Unidades
Producción de aceite	60.98	mmb
Gas transferido ^a	36.27	mmmpc
Precio del aceite (Promedio)	64.34	USD/b
Precio del gas ^b	3.03	USD/mmBTU
Inversiones	479.58	mmUSD
Gasto operativo ^c	207.19	mmUSD
Otros egresos ^d	23.13	mmUSD
Tasa de descuento	10	%
Tipo de cambio	20.5	MXN/USD

* El ejercicio de evaluación económica no considera eventuales ingresos y/o egresos por manejo de producción dentro y/o fuera del campo no cuantificados al momento de elaborar el proyecto.

- a. Gas producido menos gas de autoconsumo y gas no aprovechado.
- b. Índice de Referencia de Precios de Gas Natural publicado por la Comisión Reguladora de Energía para la Región VI (donde se ubica el Campo Suuk) en junio de 2019 en dólares por millón de BTU.
- c. Considera un monto por 31.37 millones de dólares asociados al concepto "Reserva laboral" el cual, fue considerado como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.
- d. Monto que Pemex especifica se refiere a erogaciones por concepto de mantenimiento y abandono de infraestructura por la cual se maneja la producción del Campo Suuk. En tal virtud, éste se consideró como gasto operativo no deducible en el ejercicio de evaluación económica.

Tabla 13. Premisas consideradas al realizar la evaluación económica

Los resultados del ejercicio de evaluación económica que se obtienen considerando las variables descritas y se muestran en la Tabla 14.

	Antes de Impuestos	Después de Impuestos*	Unidad
VPN ²	1,281.52	140.06	mm USD
VPI	342.96		mm USD
VPN/VPI	3.74	0.41	Adimensional
TIR	73	19	%

*El Asignatario también presenta indicadores económicos positivos en el ejercicio de evaluación económica

Tabla 14. Indicadores de Evaluación Económica

² En la evaluación económica realizada por la Comisión al límite económico, es decir, al año 2047 resulta un VPN de 1,281.52 millones de dólares antes de impuestos y 140.06 millones de dólares después de impuestos.

A partir del análisis descrito, se concluye que el proyecto propuesto resulta rentable y económicamente viable, antes de impuestos, así como considerando lo establecido en la Ley de Ingresos sobre Hidrocarburos en cuanto al régimen fiscal aplicable.

G) Programa de Aprovechamiento de Gas Natural

PEP plantea como uno de los objetivos del Plan presentado, maximizar el aprovechamiento de gas del campo y comprimirlo para su envío a plantas procesadoras, así como cumplir con la Meta de Aprovechamiento de Gas (MAG) de 98%.

La MAG, iniciará y mantendrá de manera sostenida un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del mes de noviembre del año 2020, así mismo, referente a las acciones para el cumplimiento de la MAG no se programan inversiones y actividad física en materia de adecuación o modificaciones de instalaciones para el aprovechamiento y destrucción controlada, ya que con la infraestructura existente se cuenta con la capacidad del manejo de la totalidad del gas producido, la cual dispone de un programa de mantenimiento preventivo y predictivo para mantener la confiabilidad y continuidad operativa de los equipos y sistemas de compresión en la TMDB.

Referente a los proyectos requeridos para el manejo, aprovechamiento y conservación del gas natural asociado en años posteriores al 2019, no se requiere la implantación de infraestructura adicional durante el ciclo de vida de la Asignación, en la Figura 20, se muestra la capacidad instalada actual del orden de 210 MMpcd y se observa que durante el periodo 2019-2047 la producción es manejable.

En atención al artículo 39, fracción VII de la LORCME, la MAG iniciará y se mantendrá de manera sostenida en un nivel de aprovechamiento del 98% anual a partir del año 2020 hasta el año 2047, es decir, toda la vida productiva del campo hasta llegar al cierre de los pozos por el límite económico.

Dicho porcentaje, tal como manifiesta PEP se analizará con los indicadores de desempeño referidos dentro del Plan.

777

36

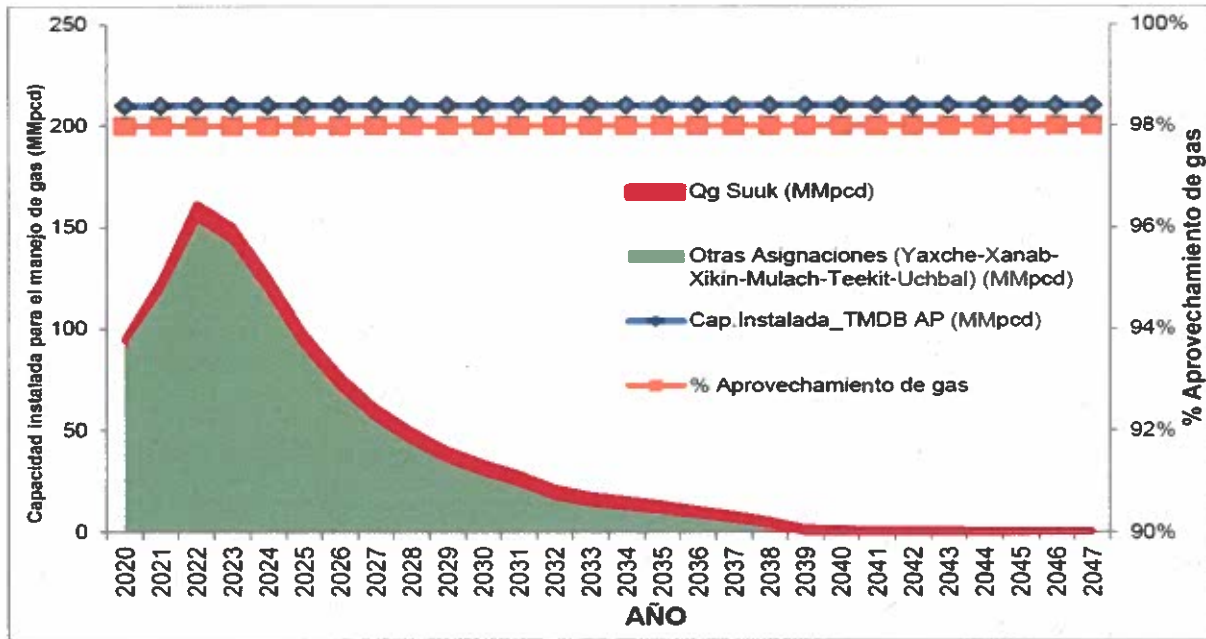


Figura 20. Capacidad instalada para el manejo del gas en TMDB (Fuente: PEP.)

Con base en lo establecido en las Disposiciones para el aprovechamiento de gas artículo 14, el cálculo de la MAG se estimó con la siguiente fórmula:

$$MAG: \frac{A + B + C + T}{G_p + G_A} \times 100$$

Dónde:

MAG = Meta de Aprovechamiento Anual

t = Año de cálculo

A = Autoconsumo (volumen/año)

B = Uso de Bombeo Neumático (volumen/año)

C = Conservación (volumen/año)

T = Transferencia (volumen/año)

G_p = Gas Natural Asociado producido (volumen/año)

G_A = Gas Natural Asociado adicional no producido en Área de Asignación (volumen/año)

Con base en la fórmula para el cálculo de la MAG, se muestra el ejemplo del campo para el año 2019:

$$MAG_{2019} = \left[\frac{(0.011 + 0 + 0 + 0.145)}{(0.159 + 0)} \right] \times 100 = 98.11\%$$

Debido a que la formación Cretácico del Campo Suuk, contienen aceite negro con presiones de saturación bajas y presiones iniciales a nivel de los yacimientos altas, al no tener historia de producción se cree que se comportará como los campos análogos y la RGA máxima que se podría llegar a tener de acuerdo con los datos del PVT es de 115.7 m³/m³, de acuerdo con lo observado en los campos análogos.

En Tabla 15 se muestra la máxima relación gas-aceite a la cual los pozos pueden operar.

[Handwritten signatures and initials in blue ink, including a large signature and the number 717.]

Asignación	RGA (m³/m³)
	Máxima RGA
AE-0151-Uchukil Campo Suuk	115.7

Tabla 15. Máxima Relación Gas Aceite a la que podrán producir los pozos del campo.
(Fuente: PEP.)

Resulta procedente autorizar que PEP utilice el gas natural para autoconsumo como suministro de combustible para los equipos motocompresores y del piloto del quemador elevado, con fundamento en el artículo 5, fracción I de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas.

En consecuencia, dicho programa de aprovechamiento se propone aprobar toda vez que fue estructurado conforme al contenido establecido en los artículos 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones de aprovechamiento de gas, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

V. MECANISMOS DE REVISIÓN DE LA EFICIENCIA OPERATIVA EN LA EXTRACCIÓN Y MÉTRICAS DE EVALUACIÓN DEL PLAN

Conforme al análisis de las actividades que se contemplan en el Plan, la Comisión determinó los siguientes indicadores de desempeño para la revisión de la eficiencia operativa.

Seguimiento del Plan: Con base en el artículo 31 fracciones VI y VIII de la Ley de Hidrocarburos, así como en el artículo 22 fracciones XI y XIII de la LORCME, la Comisión realizará el seguimiento de las principales actividades que realice el Operador, con el fin de verificar que el proyecto que este último lleve a cabo, esté de acuerdo con las Mejores Prácticas Internacionales y se realice con el objetivo principal de maximizar el valor de los Hidrocarburos. Por lo anterior, se presentan los indicadores que utilizará la Comisión con el fin de dar seguimiento al Plan.

- i) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan se verificará el número por tipo de actividades ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 16.

Actividad	Cantidad
Perforación de pozos de desarrollo	6
Terminación de pozos de desarrollo	6
Reparaciones mayores	0
Reparaciones menores	63
Estructuras Marinas	1
Ductos	1
Taponamientos	6
Abandono	2

Tabla 16. Indicador de desempeño de las actividades a ejercer dentro de la Asignación. Fuente PEP

- ii) Como parte del seguimiento a la ejecución del Plan, se verificará el monto de erogaciones ejercidas respecto de las erogaciones contempladas en el Plan, como se observa en la Tabla 17.

Sub-actividad	Programa de erogaciones (MMUSD)	Erogaciones ejercidas (MMUSD)	Indicador Programa de Erogaciones / ejercidas
Desarrollo	348.18		
i. Construcción de instalaciones	74.24		
ii. Perforación de pozos	273.95		
Producción	84.42		
iii. Ductos	7.70		
iv. General	9.05		
v. Intervención de pozos	39.95		
vi. Operación de instalaciones	27.72		
Abandono	46.98		
vii. Desmantelamiento de Instalaciones	46.98		
Total Inversión	479.58		
Total Gastos de Operación	207.19		
Total Otros Egresos	23.13		
Total(MMusd)	709.90		

Tabla 17. Programa de inversiones desglosado por subactividad petrolera. (Fuente: Comisión.)

- iii) Las actividades Planeadas por el Operador están encaminadas a la producción de Hidrocarburos en la Asignación, misma que está condicionada al éxito de dichas actividades. La Comisión dará el seguimiento a la producción real de condensado y gas que se obtenga derivada de ejecución de las actividades.

El Operador deberá presentar a la Comisión aquellos reportes que permitan dar seguimiento y verificar el cumplimiento de la ejecución del Plan, en los términos que establecen el artículo 100 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, así como el artículo 24 de las Disposiciones de aprovechamiento de gas.

Cabe hacer mención que en términos del artículo 62 de los Lineamientos que regulan los Planes de Exploración y de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos, la Comisión podrá evaluar y decidir si con base en la información derivada del seguimiento al Plan de Desarrollo para la Extracción se requerirá la modificación a dicho Plan.

VI. SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0151-Uchukil (Campo Suuk), sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de

Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el Plan.

En tal sentido, fue solicitada a la Agencia su opinión respecto del Sistema de Administración de Riesgos asociado al Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente de la Asignación en comento mediante oficio 250.525/2019 del 16 de agosto de 2019 y oficio 250.584/2019 del 10 de septiembre de 2019.

Por oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1456/2019 recibido en la Comisión el 20 de septiembre de 2019, la Agencia informó que PEP tiene autorizado el Sistema de Administración número ASEA-PEM16001C/AI0417.

Aunado a lo anterior, informó que para efectos de que las actividades planteadas por PEP en el Plan de Desarrollo para la Extracción sean amparadas en la autorización de referencia, PEP deberá cumplir con el Resolutivo Tercero del oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0664/2017 del 13 de julio de 2017; es decir, presentar ante la Agencia la aprobación que en su momento le otorgue la Comisión, además de ajustarse a lo establecido en el trámite con homoclave ASEA-00-025 denominado "Aviso por modificación al proyecto conforme al cual fue autorizado el Sistema de Administración".

Asimismo, indicó que PEP deberá presentar a la Agencia el Título de Asignación otorgado por la Secretaría de Energía; la aprobación que la Comisión en su momento otorgue respecto del Plan de Desarrollo para la Extracción y el dictamen técnico correspondiente; así como ubicar la Asignación en alguna de sus Unidades de Implantación.

En tal contexto, resulta aplicable lo dispuesto en el Acuerdo CNH.E.07.001/18 del 15 de febrero de 2018, en virtud del cual el Órgano de Gobierno emitió el Criterio de Interpretación Administrativa que armoniza el contenido de los artículos 13, primer párrafo y 33, fracción V de los Lineamientos, en el cual se establece que basta con que los Operadores Petroleros acrediten haber iniciado el procedimiento respectivo ante la Agencia, con lo cual se daría por atendido el requisito contenido en el artículo 33, fracción V de los Lineamientos en cuanto a que el Dictamen técnico final incluya un programa de administración de riesgos aprobado.

Asimismo, dicho Criterio de Interpretación Administrativa reconoce que el artículo 13 de los Lineamientos procura materializar el procedimiento de evaluación y aprobación con base en un esquema de autonomía técnica, operativa y de gestión de la Comisión, descrito en los artículos 3 y 22, fracción I de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

En virtud de lo anterior, la presente Resolución se emite sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la Normativa emitida por la Agencia.

VII. PROGRAMA DE CUMPLIMIENTO DE CONTENIDO NACIONAL

Con relación al programa de cumplimiento del porcentaje de Contenido Nacional, esta Comisión resalta las consideraciones siguientes:

Mediante oficio 250.0577/2019 de fecha 10 de septiembre de 2019, la Comisión solicitó a la Secretaría de Economía emitir opinión sobre el programa de cumplimiento de porcentaje de Contenido Nacional.

En relación con la opinión emitida por la Secretaría de Economía, mediante oficio UCN.430.2019.0486, de fecha 17 de septiembre de 2019, recibido el 20 del mismo mes y año en la Comisión, suscrito por el Titular de la Unidad de Contenido Nacional y Fomento de Cadenas Productivas e Inversión en el Sector Energético, se señaló que con base en la información presentada para el periodo 2019-2025, se considera plausible que se cumpla con las obligaciones en materia de Contenido Nacional, en consecuencia, tiene una opinión favorable con respecto al Programa de Cumplimiento de Contenido Nacional del Plan de Desarrollo para la Extracción de la Asignación AE-0151-Uchukil.

Esta Comisión emite el presente dictamen para la aprobación correspondiente a la solicitud de aprobación del Plan de desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0151-Uchukil, sin perjuicio de la obligación de PEP de atender la normativa emitida por las autoridades competentes en materia de Hidrocarburos, así como todas aquellas que tengan por efecto condicionar el inicio de las actividades contenidas en el presente Plan.

VIII. RECOMENDACIONES

Con base en la información remitida por el Operador en relación con el Plan de Desarrollo de la Asignación y derivado del análisis que se efectuó en esta Comisión, se emiten las siguientes recomendaciones:

1. Se recomienda al Operador realizar las actividades petroleras necesarias durante el desarrollo del campo que le permitan actualizar con mayor certidumbre el volumen de hidrocarburos, dichas actividades podrían consistir en la actualización del modelo estático, dada la información geológica y geofísica obtenida durante la perforación de los pozos de desarrollo, la realización de pruebas de presión-producción cuya ejecución considere las características particulares del yacimiento, que permitan asegurar los objetivos en condiciones operativas y de seguridad óptimas, así como la instalación de un sistema de monitoreo permanente y confiable de presión y temperatura en el fondo de dichos pozos que permitan la actualización del modelo dinámico del yacimiento.
2. Durante el desarrollo del campo, se recomienda evaluar el potencial productor del Jurásico Superior Kimmeridgiano y valorar la posibilidad de incorporar reservas y producción en ese horizonte geológico. Así mismo, evaluar la zona norte y este del campo para su incorporación de reservas y producción en un futuro desarrollo.
3. Programar la toma de muestras con objeto de caracterizar los fluidos del yacimiento (PVT y cromatográficos).
4. A mediano plazo visualizar la factibilidad técnica económica para implementar algún método de recuperación secundaria o mejorada y la implementación de algún tipo de sistema artificial producción.

5. Construir un modelo numérico del campo, que permita al Asignatario, evaluar estrategias adicionales de Extracción, para incrementar la recuperación de Hidrocarburos.
6. Monitorear el avance del contacto de fluidos en función del ritmo de vaciamiento de los yacimientos, considerando la historia de producción de los campos análogos.
7. Administrar ritmos y gastos de producción para optimizar la producción de Hidrocarburos y mitigar el flujo fraccional de agua y la vida productiva de los pozos.
8. Con el avance en el desarrollo del campo, identificar áreas de oportunidad para mejorar la sinergia de la infraestructura dentro y fuera del área de Asignación.

IX. RESULTADO DEL DICTAMEN TÉCNICO

La Comisión llevó a cabo la evaluación del Plan presentado por PEP de conformidad con los artículos 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos; 39 de la LORCME; 6, 7, 8 fracción II, 11, 19, 20, 25 y demás aplicables de los Lineamientos. En virtud de lo anterior, se determinó que las actividades incluidas en el Plan dan cumplimiento a la normativa aplicable en el plazo que establece el Título de Asignación.

Lo anterior permite a esta Comisión determinar que PEP presentó los elementos para acreditar el cumplimiento de las capacidades técnicas, financieras y de ejecución, conforme a lo establecido en el Término y Condición Quinto, inciso B) del Título de Asignación.

1. Fue elaborado de conformidad con los principios y criterios establecidos en los artículos 7, 8, fracción II, y 11 de los Lineamientos y en atención a las Mejores Prácticas de la Industria.
2. Contiene los requisitos establecidos en los artículos 9, fracción II, 12, fracción II, 19, 20, 25 y el Anexo II de los Lineamientos.

Lo anterior se corrobora en términos de las constancias que obran en el expediente CNH: 5S.7/3/37/2019 de la Dirección General de Dictámenes de Extracción de esta Comisión, cuyo contenido fue evaluado en atención a la información presentada por el Operador y en atención a los principios de economía, eficacia y buena fe que rigen la actuación administrativa, previstos en el artículo 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

En atención al artículo 39 de la LORCME se cumple con las bases previstas en el mismo en razón de que:

a) **Acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero del país**

La toma de información propuesta en los pozos a perforar consiste en la toma de registros básicos y especiales, toma de núcleos, toma de muestras PVT de fondo y de superficie, pruebas de presión; servirán de insumos para actualizar el modelo geológico integral y construir un modelo dinámico del campo. Lo anterior permitirá desarrollar un conocimiento general sobre

los yacimientos del campo, lo cual tendrá como resultado acelerar el desarrollo del conocimiento del potencial petrolero en la Asignación y del país.

b) Elevar el factor de recuperación y la obtención del volumen máximo de petróleo crudo y de gas natural en el largo plazo, en condiciones económicamente viables

Las actividades de desarrollo propuestas por el Operador permitirán recuperar un volumen de 60.98 MMB de aceite y 39.86 MMMpc lo cual representa un factor de recuperación de 29.2% de aceite y 29.4% de gas, ambos factores con respecto al volumen original estimado por PEP.

c) La reposición de las reservas de hidrocarburos, como garantes de la seguridad energética de la Nación

Derivado de las actividades propuestas de desarrollo para el yacimiento del Cretácico Superior Medio, el Operador pronóstica recuperar un volumen de 60.98 MMB de aceite y 39.86 MMMpc de gas, lo cual representa un volumen estimado de 67.55 MMbpce, por lo que el presente Plan le permite sustentar reservas por las cifras mencionadas.

d) Promover el desarrollo de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos en beneficio del país

El Operador propone perforar 6 pozos, así como realizar 63 reparaciones menores, asimismo realizará, la toma de registros básicos y especiales con cable, registro LWD en tiempo real, registros especiales, registros de Hidrocarburos, perfiles sísmicos verticales (VSP) y/o Check Shots, núcleos, muestras de canal, se tomarán muestras PVT de fondo y superficie, curvas de decremento, curvas de incremento, se realizarán registros estáticos por estaciones, se instalarán sensores de fondo permanentes y se realizarán aforos.

e) La tecnología y el Plan de producción que permitan maximizar el factor de recuperación, en condiciones económicamente viables

Una vez analizada la información remitida por el Operador, la Comisión concluye que las tecnologías a utilizar en el ámbito de ingeniería de yacimientos, perforación y producción son las tecnologías más adecuadas para realizar las actividades de Extracción de Hidrocarburos en la Asignación, las cuales, contribuirán a llegar a un factor de recuperación. Derivado de la evaluación económica realizada al Plan se determina que tiene indicadores económicos positivos, lo cual deriva que el proyecto se ejecute en condiciones económicamente viables.

f) El programa de aprovechamiento del Gas Natural

PEP presentó el Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, el cual se propone aprobar, ya que cumple con el contenido establecido en el artículo 4, fracciones II y IV, 11, 13, 14, fracción II, 19 y 22 de las Disposiciones para el aprovechamiento de gas, 7, fracción VII y artículo 8 fracción II, inciso g) de los Lineamientos.

Dicho Programa considera una MAG de 98% a partir del inicio de la producción en febrero de 2020 y se mantiene durante toda la vigencia del Plan. Asimismo, PEP presentó la máxima RGA esperada en los pozos de desarrollo (115.7 m³/m³) considerados en el Plan, la cual se propone aprobar en términos de los referido en el apartado IV inciso g) del presente Dictamen Técnico.

Handwritten signatures and initials: "A 43 M" and "777" (written vertically).

Handwritten signature at the bottom center of the page.

g) Mecanismos de medición de la producción de Hidrocarburos

De acuerdo con el análisis y la evaluación realizada a la información presentada por PEP, respecto de la propuesta de los Mecanismos y Puntos de Medición para la Asignación AE-0151-Uchukil (Campo Suuk), la cual consiste en llevar a cabo la cuantificación de los hidrocarburos desde los pozos hasta los Puntos de Medición, considerando mediciones de tipo (operacional, referencial, transferencia y fiscal), se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el asignatario, conforme a la evaluación de los Mecanismos de medición del presente dictamen. Así mismo y como parte de la infraestructura a construir, se incluye una medición de tipo operacional de gas y petróleo dentro de la nueva plataforma PP-Suuk-A, la cual se llevará a la descarga del separador.

En la siguiente Tabla 18 se presenta la ubicación para llevar a cabo la medición de los hidrocarburos correspondientes a esta Asignación.

Tipo de Medición	Tipo de Hidrocarburo	Ubicación
Medición Operacional	Petróleo	Plataforma PP-Suuk-A,
	Gas	
Medición Referencial	Petróleo	TM Dos Bocas
	Gas	TM Dos Bocas
Medición de Transferencia	Petróleo	TM Dos Bocas
	Gas	TM Dos Bocas
Medición Fiscal (Puntos de Medición)	Petróleo	C.C.C. Palomas
	Gas	CPG Cactus y Nuevo Pemex

Tabla 18. Ubicación y tipo de medición de los Hidrocarburos para la Asignación AE-0151-Uchukil-Campo Suuk, (Fuente:PEP).

Derivado de lo anterior, y como resultado del análisis y evaluación realizada a la conceptualización para la implementación de los Mecanismos de Medición y Puntos de Medición, se consideran técnicamente viables las actividades propuestas por el Asignatario, en atención a las siguientes consideraciones:

a) Se llevó a cabo la evaluación de los Mecanismos de Medición propuestos por el Asignatario para el Plan de Desarrollo, en términos del artículo 43 de los LTMMH, del cual se concluye:

- i. Se verificó la suficiencia de la información, de la cual se advierte que cumple con los requisitos establecidos en los LTMMH, en particular el contenido referido en los artículos 9, 19, fracciones I, II, III, IV, V, 21, 23, 25, fracción I, II, III, IV, VI, 26, 27, 28, fracciones I, II, 29, 30, 34, 35, 38, 39, 40 y 42.
- ii. Se analizó la información proporcionada por el Asignatario respecto a la Gestión y Gerencia de la Medición, concluyendo que cumple con los requisitos para el contenido

integral del artículo 44 de los LTMMH, el cual deberá ser implementado en los términos referidos en el artículo 42 de los LTMMH.

- iii. Respecto a los componentes de los Mecanismos de Medición, se advierte que los mismos son congruentes con el Plan de Desarrollo propuesto por el Asignatario.

De conformidad con lo establecido en los artículos 5 y 43, fracción IV de los LTMMH se solicitó la opinión de la SHCP con relación a la ubicación de los Puntos de Medición mediante el Oficio 250.519/2019 de fecha 15 de agosto de 2019, a lo cual mediante el Oficio 352-A-I-022 con fecha del 16 de agosto de 2019, se respondió que está de acuerdo con la ubicación de los puntos de medición propuestos por PEP para el Área de Asignación AE-0151-Uchukil (Campo Suuk), siempre que los Mecanismos de Medición asociados a la propuesta permitan la medición y determinación de la calidad de cada tipo de hidrocarburo y que sea posible determinar precios contractuales para cada tipo de hidrocarburo que reflejen las condiciones de mercado. En relación con lo anterior, la SHCP presentó las siguientes consideraciones:

- *"De conformidad con lo establecido en el artículo 6 de los LTMMH, se asegure la aplicación de las mejores prácticas y estándares internacionales de la industria en la medición de hidrocarburos.*
- *Observar lo establecido en el Manual de Medición de Petróleo (Manual of Petroleum Measurement Standards) del instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute) para los procedimientos de medición previstos en el artículo 8 de los LTMMH.*
- *De acuerdo con lo señalado en el artículo 28 de los LTMMH, que los hidrocarburos a evaluar en el Punto de Medición cumplan con las condiciones de mercado o comerciales, en virtud de las características de los hidrocarburos extraídos observando en cada momento lo indicado en este artículo.*
- *De conformidad a lo señalado en las fracciones I, V y VII, del artículo 41 de los LTMMH, que se cumplan con las normas y estándares nacionales e internacionales que correspondan y en su caso de no existir normatividad nacional, se apliquen los estándares internacionales señalados en el Anexo II de dichos Lineamientos.*
- *Dado que en los Puntos de Medición propuestos convergen distintas corrientes de hidrocarburos con calidades diferentes, se considera prever la incorporación de una metodología de bancos de calidad que permita imputar el valor de las corrientes a cada una de las áreas que provenga".*

En atención al contenido de dicha opinión, se advierte que los Puntos de Medición propuestos, cumplen con las disposiciones previstas en los LTMMH, por lo cual dicha Secretaría está de acuerdo con la ubicación de los Puntos de Medición propuestos.

- b) Respecto a los resultados de la evaluación realizada a los Mecanismos de Medición y lo estipulado en el artículo 46, se establece lo siguiente:

- i. Respecto de la determinación de la ubicación de los Instrumentos de Medida y Sistemas de Medición para llevar a cabo la medición de los Hidrocarburos en los Puntos de Medición, así como la Medición Operacional, Referencial y de Transferencia, se establece que son las mismas que fueron presentadas y aprobadas mediante la Resolución CNH.E.62.002/18 del Plan de Desarrollo para la Extracción de la asignación AE-0006-6M-Amoca- Yaxché-04,

emitidas por esta Comisión el día 9 de noviembre de 2018. Así mismo y como parte de la infraestructura a construir, se incluye una medición de tipo operacional de gas y petróleo dentro de la nueva plataforma PP-Suuk-A, la cual se llevará a cabo en la descarga del separador.

- ii. El Asignatario deberá dar cumplimiento a los valores de Incertidumbre y parámetros de calidad referidas en los artículos 28 y 38 de los LTMMH, de conformidad con los cronogramas presentados.
- iii. Con el objeto de asegurar el funcionamiento y la mejora continua de los Mecanismos de Medición, el Asignatario deberá de realizar los diagnósticos de conformidad con los programas presentados.
- iv. En cuanto a la determinación y asignación de los volúmenes para el Área de Asignación en los Puntos de Medición, el Asignatario deberá realizarla en los términos manifestados y evaluados en el presente Dictamen Técnico y el Plan de Desarrollo presentado.

Con base en las consideraciones anteriores, se propone al Órgano de Gobierno de la Comisión, aprobar el Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos del Campo Suuk el cual se encuentra dentro de la Asignación de Exploración y Extracción de Hidrocarburos AE-0151-Uchukil (Campo Suuk), mismo que estará vigente a partir de su aprobación y hasta que concluya la vigencia de la Asignación, en virtud de que resulta adecuado, desde un punto de vista técnico y es acorde con las características de la Asignación, toda vez que se cumple con lo establecido en los Lineamientos.

Adicionalmente, la estrategia propuesta en el Plan permite evaluar de manera positiva los elementos considerados en el artículo 44, fracción II de la Ley de Hidrocarburos y se alinea con las bases establecidas en el artículo 39 de la LORCME.

Sin menoscabo de lo anterior y previo a la ejecución de las actividades del Plan, el Asignatario deberá contar con las autorizaciones, aprobaciones, permisos y demás actos administrativos o requisitos para realizar las Actividades Petroleras conforme a la Normatividad Aplicable y al contenido del Título de Asignación para la Extracción de Hidrocarburos emitido por la Secretaría.

ELABORÓ



**MTRO. HORACIO ANDRÉS ORTEGA
BENAVIDES**

Director General Adjunto
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

ELABORÓ



ING. MARIANA SÁNCHEZ COLÍN

Dirección de Área
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción



ELABORÓ

MTRA. BERTHA LEONOR FRÍAS GARCÍA
Directora General Adjunta
Dirección General de Prospectiva y Evaluación
Económica

REVISÓ

MTRA. ANA BERTHA GONZÁLEZ MORENO
Directora General
Dirección General de Medición y
Comercialización de la Producción

REVISÓ

MTRO. FRANCISCO CASTELLANOS PÁEZ
Director General
Dirección General de Dictámenes de
Extracción

REVISÓ

MTRO. JORGE LUIS PÉREZ OLEA
Director General
Dirección General de Prospectiva y Evaluación
Económica

AUTORIZÓ

ING. JULIO CÉSAR TREJO MARTÍNEZ
Titular de la Unidad Técnica de Extracción y su Supervisión

Los firmantes del presente Dictamen lo hacen conforme al ámbito de sus competencias y facultades, en términos de lo establecido en los artículos 20, 35, 37 y 42 del Reglamento Interno de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, para consideración del Órgano de Gobierno de la propia Comisión, y aprobación, o no aprobación, del Plan de Desarrollo para la Extracción de Hidrocarburos de la Asignación AE-0151-Uchukil (Campo Suuk).